

AS PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO APÓS O RACIONAMENTO

José Claudio Linhares Pires
Fabio Giambiagi
André Franco Sales*

*Respectivamente, economistas e engenheiro de produção do BNDES.
Os autores agradecem os comentários de Ana Cláudia Além e Francisco Marcelo Rocha Ferreira,
isentando-os, todavia, de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões.

Rio de Janeiro, outubro - 2002

Sumário

Resumo.	5
Abstract	5
1. Introdução	7
2. As Raízes da Crise de Oferta de Energia	8
2.1. Esgotamento do Modelo Estatal	8
2.1.1. Crise Fiscal do Estado	9
2.1.2. Regime Regulatório Inadequado	10
2.2. Falhas no Planejamento da Transição.	10
2.3. Problemas Regulatórios e Contratuais	12
2.4. Problemas de Coordenação entre os Órgãos Governamentais	15
3. A Gestão do Racionamento e a Revitalização do Modelo	16
3.1. O Racionamento	17
3.2. Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica	18
3.3. Programa Emergencial de Aumento da Oferta de Energia ("Seguro-Apagão").	19
3.4. Revitalização do Modelo do Setor Elétrico	21
3.4.1. O Acordo Geral do Setor Elétrico.	22
3.4.2. As Medidas de Revitalização	23
4. Equilíbrio da Oferta e da Demanda nos Próximos Cinco Anos	28
5. A Questão-Chave: Que Modelo Adotar?	30
5.1. É Possível a Volta do Modelo Estatal?	30
5.2. A Alternativa de Privatização na Margem	32
5.3. Requisitos para uma Solução de <i>Second Best</i> : Um Modelo Misto Competitivo	35
5.3.1. A Difícil Convivência Pública-Privada	35
5.3.2. Importância de se Viabilizar um Modelo Competitivo	37
6. A Viabilização do Modelo Misto e Competitivo	39
7. Considerações Finais	41
Anexo	42
Uma Nota sobre a Contabilização dos Investimentos das Empresas Estatais.	42
Referências Bibliográficas	46

Resumo

Este artigo avalia a situação do setor elétrico brasileiro pós-acionamento e analisa as possíveis alternativas de modelo a ser implementado no próximo governo. Partindo-se de breve apreciação da crise de oferta de energia em 2001, o estudo apresenta as medidas adotadas na gestão do racionamento e as perspectivas de equilíbrio entre oferta e demanda para os próximos cinco anos. Após discorrer sobre a inviabilidade da volta do modelo estatal, em virtude do seu esgotamento, o artigo conclui que a alternativa mais viável para o setor no curto e médio prazo é a adoção de um modelo misto competitivo, por meio do fortalecimento dos mecanismos de mercado, garantindo a plena competição como indutor de novos investimentos privados e de redução de custos setoriais.

Abstract

This paper assesses the situation of the Brazilian electrical sector after the power-rationing program and analyses the potential alternative models to be implemented in the next government. From a short appraisal of the 2001 energy supply crisis, this study presents the measures adopted in the management of the power rationing and the prospects for equilibrium between supply and demand for the next five years. After discussing the inviability of returning to the state-run pattern, due to its breakdown, this paper concludes that the most viable alternative for the sector, in the short and medium term, is the adoption of a competitive mixed model, through the strengthening of market mechanisms, ensuring full competition stimulates new private investments and decreases the sectorial costs.

1. Introdução

O Brasil atravessa um momento no qual o debate sobre o futuro do setor de energia elétrica é intenso. Há dois motivos que convergem para isso. Em primeiro lugar, a aproximação de uma mudança de governo, o que é sempre uma ocasião apropriada para se fazer um balanço do período que se encerra e lançar planos para o futuro. Em segundo, o fato de o País ter acabado de superar uma crise energética importante, que castigou os estados das Regiões Sudeste e Nordeste e que despertou profunda reflexão a respeito dos rumos desse setor. É exatamente a combinação desses fatores que motiva o presente artigo.

O texto busca dar seqüência à discussão iniciada em artigo anterior [Pires, Gostkorszewicz e Giambiagi (2001)] no qual eram feitas considerações acerca das raízes e do diagnóstico da crise de abastecimento que na época estava se anunciando. Nesse sentido, este artigo tem dois objetivos principais. Em primeiro lugar, após uma breve análise das raízes e das medidas adotadas para a superação da crise, discutir a situação da oferta de energia nos próximos cinco anos. Em segundo lugar, identificar as perspectivas do setor elétrico, considerando os possíveis papéis a serem desempenhados pelos setores público e privado.

A análise das perspectivas levará em consideração o que Pinheiro (2000) denomina “caráter pendular” da dicotomia privatização *versus* intervenção do Estado na economia brasileira. A adoção de cada um desses caminhos seria resultado de necessidades pragmáticas de cada momento histórico, bem como da eficácia de cada modelo em prover as necessidades de estabilização e de crescimento macroeconômicos. Este artigo procura demonstrar que esse movimento pendular ainda não foi completado no setor elétrico. A partir da constatação do esgotamento da capacidade de investimento do modelo estatal, imaginava-se uma rápida transição para um modelo privado. No entanto, isso não se confirmou e, diante das dificuldades de ordens diversas de conclusão desse modelo, o desafio regulatório para os próximos anos será o de viabilizar um modelo misto público-privado competitivo. Assumiria-se, assim, um prazo de transição mais longo do que o previsto, a exemplo de outros momentos históricos do próprio setor elétrico brasileiro, como foi o caso do período 1934/64, só que, na ocasião, tratou-se da transição de um modelo privado para outro estatal.

Muito embora o racionamento de 2001 venha sendo utilizado como argumento contrário à privatização – apesar de o setor de geração de energia praticamente não ter sido privatizado¹ – seu surgimento aparece como um sintoma desse movimento pendular

1 Cerca de 78% do parque gerador brasileiro encontram-se nas mãos de empresas estatais.

incompleto. Este artigo defende a necessidade de, na impossibilidade de se completar o movimento pendular pró-desestatização no curto prazo, se encontrarem soluções de *second best* para o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, de forma a permitir a convivência entre o setor público e o privado, num ambiente competitivo, e a não se postergarem as restrições energéticas ao crescimento econômico.

Este trabalho está dividido em sete seções. A Seção 2 discorre sobre as raízes da crise de oferta que resultou no racionamento. A Seção 3 trata da gestão do racionamento e das propostas de revitalização do modelo. A Seção 4 analisa o equilíbrio de oferta e demanda para os próximos cinco anos. Respectivamente, as Seções 5 e 6 avaliam as alternativas possíveis para o modelo do setor elétrico brasileiro e indicam os requisitos para a viabilização do modelo híbrido público-privado e competitivo. Por fim, incluem-se as considerações finais.

2. As Raízes da Crise de Oferta de Energia

Em termos gerais, as raízes da crise de oferta de energia estão inter-relacionadas com quatro motivos principais:²

- a) esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- c) problemas contratuais e regulatórios; e
- d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

2.1. Esgotamento do Modelo Estatal

As características do setor elétrico brasileiro são bastante peculiares em termos internacionais. Como se sabe, a geração de eletricidade no Brasil é eminentemente hidráulica e baseada em usinas situadas em rios onde o aproveitamento é feito em cascata. Em virtude disso, existem usinas de diferentes proprietários situadas em um mesmo rio, fazendo com que a decisão a respeito da produção de uma determinada usina, caso seja deixada por conta e risco do seu proprietário, possa trazer externalidades

2 A discussão desses aspectos, apresentada sumariamente neste item, já foi desenvolvida em Pires, Gostworzewisky e Giambiagi (2001), Pires e Goldstein (2001) e no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, produzido no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) (2001).

negativas para os demais proprietários situados em outros pontos do rio.

Principalmente a partir dos anos 1960, esses problemas foram minimizados por uma estrutura industrial verticalmente integrada, pelo menos no que se refere aos segmentos de geração e transmissão e por uma estrutura de propriedade 99% estatal. Assim, mesmo havendo a presença de ativos importantes de geração de propriedade dos governos estaduais, as decisões eram centralizadas pela Eletrobrás, responsável pelo planejamento e coordenação da operação do sistema.

O esgotamento do modelo estatal se deu principalmente por duas razões. Em primeiro lugar, a crise fiscal do Estado, com o esgotamento da capacidade de investimento da União nos níveis necessários para expansão do sistema. Em segundo lugar, um regime regulatório inadequado, que não estimulava a busca da eficiência e do baixo custo na geração.

2.1.1. Crise Fiscal do Estado

O agravamento da crise fiscal do Estado ao longo da década de 1980 reduziu o aporte de recursos da União para investimentos no setor. Outros fatores contribuíram para o aprofundamento desse problema. Em primeiro lugar, a elevação do custo marginal de expansão do setor, em virtude de os novos aproveitamentos hidrelétricos se situarem mais distantes do centro de carga. Dessa forma, proporcionalmente mais recursos tinham de ser investidos para construção da mesma quantidade de geração.

Segundo, a deterioração do valor real das tarifas, cujo patamar de preço passou a não refletir o aumento dos custos setoriais. As tarifas, além de serem equalizadas para todo o País, foram muitas vezes utilizadas como instrumento de controle inflacionário. Esse processo culminou com a descapitalização e decorrente inadimplência dos diversos agentes setoriais.

Terceiro, com a consolidação da democracia e com o advento da estabilidade monetária, as demandas sociais impuseram aos governos a necessidade de maior critério na aplicação dos recursos da União. Assim, setores de infra-estrutura passaram a disputar os mesmos recursos que setores considerados prioritários, como saúde e educação.

Finalmente, a piora do contexto financeiro internacional, que causou forte elevação das taxas de juros, elevando sobremaneira o custo da energia produzida.

Essas razões fizeram com que os investimentos das empresas estatais não fossem capazes de acompanhar as necessidades de crescimento da demanda no País. Gerou-se, então, um

sem-número de obras paralisadas, que ainda pioravam a situação por conta da elevação de seus custos financeiros, devido à dilatação do cronograma de obras.

2.1.2. Regime Regulatório Inadequado

Do ponto de vista regulatório, a inexistência de estímulos à busca de eficiência produtiva fez com que as empresas não tivessem incentivos para reduzirem seus custos: havia um regime regulatório de remuneração garantida e, ao mesmo tempo, até 1993, as tarifas eram equalizadas em todo o País, fazendo com que empresas superavitárias e deficitárias compensassem, mediante transferências, os ganhos e perdas provenientes do esforço individual de cada uma delas.

Em 1993, a aprovação da Lei 8.631 promoveu um “encontro de contas” setorial, o que representou, na época, uma conta de cerca de US\$ 26 bilhões, que foi aportada pelo Tesouro, ou seja, pelos contribuintes.³ Concomitantemente, foram alterados alguns pilares regulatórios inadequados, tais como a equalização tarifária e a remuneração garantida dos investimentos, esperando-se, com isso, que o setor pudesse retomar uma trajetória bem-sucedida. No entanto, a manutenção de níveis tarifários desacoplados dos custos de expansão do sistema, de restrições fiscais e de elevados custos de acesso a recursos externos acarretaram a continuidade da queda dos investimentos ao longo da década de 1990.

2.2. Falhas no Planejamento da Transição

As falhas no planejamento da transição explicam a ausência de um “plano B” para o caso de atraso na implementação do processo de privatização. Evidentemente, caso a privatização ocorresse conforme o cronograma elaborado, não haveria necessidade de o governo federal realizar investimentos no setor. Com efeito, qualquer aplicação de recursos do Estado, além de dificilmente ser recuperada quando da transferência de ativos, poderia ser realizada pelo setor privado.⁴

Como consequência da interrupção das privatizações, houve, em primeiro lugar, o atraso de obras programadas e, em segundo lugar, a não construção de obras previstas nos Planos

³ Para maiores detalhes, ver Pires e Piccinini (1998).

⁴ Os autores se beneficiaram dos argumentos de Ricardo Bielchowsky a respeito da diferença, em termos de valorização dos ativos, de investimentos prévios à privatização no setor elétrico em comparação aos realizados no setor de telecomunicações. Em linhas gerais, enquanto no setor de telecomunicações, o rápido dinamismo tecnológico permitiria a recuperação dos investimentos, o mesmo não ocorreria no setor elétrico, visto que são de longo prazo de maturação e fortemente marcados por externalidades negativas (riscos de interrupção de obras por problemas relacionados a impactos ambientais, por exemplo).

Decenais. O Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE) (2001) conclui que estes dois fatores comprometeram seriamente o nível dos reservatórios. O Gráfico 1 a seguir demonstra o percentual de armazenagem que os reservatórios teriam caso não tivessem ocorrido o atraso de obras programadas nem a interrupção da construção das obras previstas.

A análise do Gráfico 1 mostra que os reservatórios das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste apresentavam o nível de armazenamento de 32% em abril de 2001. Caso não houvesse ocorrido o atraso de obras e caso as usinas de geração programadas tivessem sido construídas, o nível de armazenamento estaria, respectivamente, 15% e 26% superior ao verificado em abril de 2001.

Em outras palavras, a adição dos percentuais referentes ao nível de armazenamento verificado na época (32%) àqueles provocados pelos efeitos do atraso de obras (15%), bem como pela não construção das obras programadas (26%), geraria um percentual de nível de armazenamento dos reservatórios de cerca de 73%. Este armazenamento é bem superior ao nível de segurança do sistema, o que teria evitado o racionamento em 2001.

É importante ressaltar, no entanto, que também contribuíram para esse quadro tanto o aumento do consumo após o Plano Real – justamente no ponto de inflexão dos investimentos estatais – como a hidrologia extremamente desfavorável nas Regiões Nordeste e Sudeste que sofreram, respectivamente, a primeira e a segunda maiores secas de suas histórias [GCE (2001)].

A combinação desses fatores deu origem a uma baixa considerável dos níveis dos reservatórios, que se sobrepôs a uma tendência prévia já bastante crítica (Gráfico 2).

Gráfico 1
Estimativa de Impacto dos Atrasos dos Investimentos
sobre os Níveis dos Reservatórios

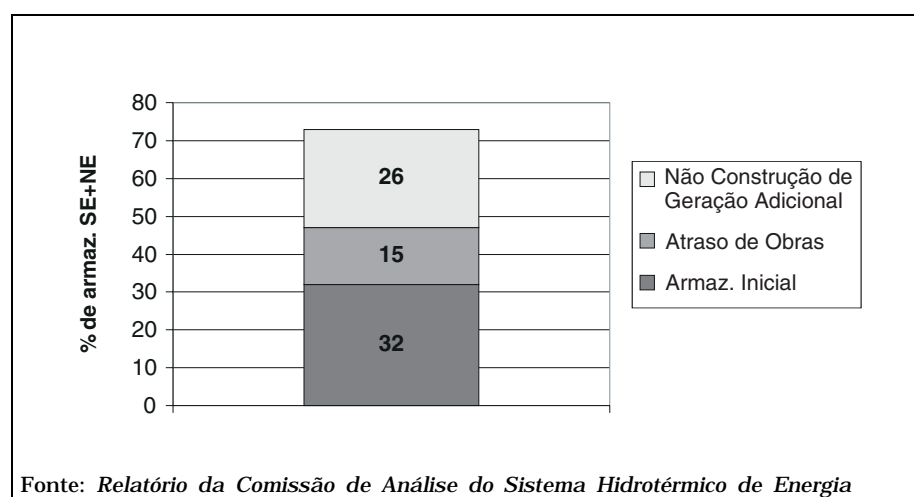
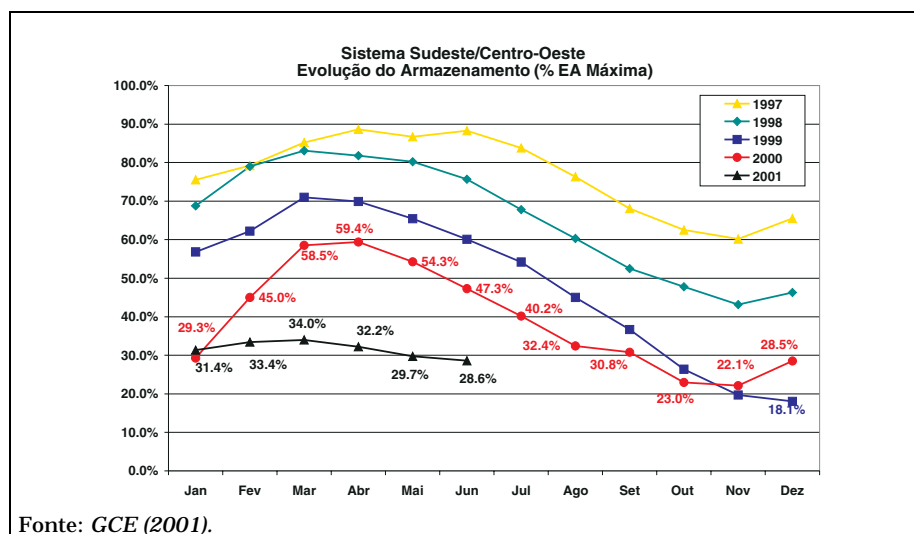


Gráfico 2
Evolução do Armazenamento no Sistema
Sudeste/Centro-Oeste



2.3. Problemas Regulatórios e Contratuais

Problemas regulatórios e contratuais agravaram essa situação. Boa parte desses problemas se deve à longa transição entre a percepção da necessidade de se atrair a iniciativa privada para aportar novos investimentos em infra-estrutura e o ritmo de criação do marco regulatório setorial adequado.

A premência de sinalização adequada para os investimentos privados já estava presente quando da aprovação da Lei de Concessões, em 1988. Mas a lentidão na definição da nova regulamentação setorial tornou-se um problema efetivamente sério.⁵ A Lei de Concessões só foi regulamentada em 1995, por meio da Lei 9.074. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada em 1997 (Lei 9.427) mas, como a legislação existente ainda não era suficiente para estabelecer um marco regulatório consistente para atrair investimentos privados, nesse mesmo ano, o governo federal contratou uma consultoria internacional, a Coopers & Lybrand, para elaborar um novo modelo setorial, utilizando em muito as experiências de reformas internacionais que estavam sendo feitas naquele momento, mas observando-se as peculiaridades do modelo brasileiro.

Em linhas gerais, identificou-se a possibilidade de introdução de políticas regulatórias promotoras de competição nos

5 Um dos aspectos que contribuíram para a lentidão na implementação do novo marco regulatório foi a solução de continuidade no comando do Ministério de Minas e Energia. Entre março de 1990 e janeiro de 1995, nada menos de que oito ministros ocuparam a pasta. Foi nos quatro anos de gestão contínua do Ministro Raimundo Brito, até janeiro de 1999, que a maior parte da legislação foi elaborada. Após sua saída, até a data de fechamento deste artigo, quatro novos ministros ocuparam a pasta.

segmentos de geração e comercialização do sistema, enquanto, nos segmentos de transmissão e distribuição, permaneceriam presentes as características de monopólio natural. Isso tornava necessário estabelecer-se uma regulação desses segmentos de monopólio natural para garantir não só o livre acesso às redes como também introduzir mecanismos de incentivos regulatórios, de forma a se atingirem a modicidade tarifária e a qualidade do fornecimento do consumidor cativo.

Em outras palavras, a base do novo modelo passaria a ser a separação das atividades, antes verticalmente integradas, visto que a competição nas pontas do sistema somente poderia ser atingida por meio da garantia de livre acesso às “redes de transporte” de energia elétrica. Enquanto isso, a comercialização para consumidores cativos deveria ter um tratamento diferenciado, de forma a que fossem introduzidos mecanismos regulatórios capazes de reduzir o custo final da energia para esses consumidores.

Esses preceitos constituem a base da Lei 9.648/98. Deve-se destacar o relevante papel destinado ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). É no mercado atacadista que deve se dar a troca de excedentes físicos de energia entre os agentes de produção e os de consumo, por meio de transações *spot*. No entanto, o grosso dos contratos seria composto por contratos bilaterais, com prazo mínimo de dois anos, tendo em vista que, dada a característica hídrica do mercado brasileiro, transações de curto prazo trazem uma volatilidade muito grande, assunto que será retomado mais adiante. Por enquanto, vale dizer que, assim como em qualquer outro mercado, os agentes procurariam fazer contratos de longo prazo para reduzir suas incertezas e poderem ter uma melhor identificação dos seus riscos contra essa volatilidade.

É importante frisar que a previsão de que a maior parte dos contratos fosse bilateral (85% a 90%) não reduz a importância do mercado atacadista. A própria característica não estocável dos serviços de energia elétrica e a necessidade de atendimento em tempo real dos centros de carga iriam requerer acertos *ex-post* das transações bilaterais. Além disso, o MAE traria flexibilidade e liquidez ao mercado ao permitir a alocação de eventuais sobras para aqueles agentes que necessitassem preencher suas necessidades de consumo. Era fundamental que esse mercado tivesse credibilidade e transparência para que os contratos bilaterais fossem liquidados e para que a própria medição da energia consumida e vendida fosse feita de forma eficiente e transparente.

No entanto, existiria uma total independência entre as transações físicas, ou seja, a geração e entrega de energia, e as transações financeiras estabelecidas nos contratos bilaterais. Inclusive, o modelo brasileiro previu que os preços do mercado *spot* fossem definidos de acordo com modelos computacionais e não refletissem o livre jogo de oferta e demanda. A razão disto é que as características hídricas do setor elétrico brasileiro, discu-

tidas anteriormente, exigiriam forte coordenação do despacho das usinas, impedindo que os agentes pudessem estipular, via preços, os custos de oportunidades pelo uso da água, confrontando-se com as necessidades da demanda.⁶

O Operador Nacional do Sistema (ONS) teria um papel fundamental no novo modelo, ao exercer a função de regulador técnico do sistema elétrico, o que reúne desde os papéis de planejamento e programação até a execução da operação das usinas de geração que atenderiam a demanda em cada momento. Em última instância, o ONS teria o papel crucial de preservar a operação integrada do sistema, por meio de um despacho centralizado.⁷

Os preços *spot* seriam determinados por um modelo computacional, que refletiria o custo marginal de operação (CMO), considerando a previsão sobre o comportamento de uma série de variáveis, tais como o comportamento da demanda, a entrada de novas obras de geração e transmissão, o nível pluviométrico etc. Com base na informação do custo de geração dada por cada um dos agentes, o ONS ordenaria cada usina com base no menor custo de operação, de forma a garantir o menor custo operacional possível.

Em que pese a preocupação em se estabelecer um modelo regulatório adequado, ocorreram imperfeições de desenho, que também contribuíram para a crise de suprimento de eletricidade.⁸ Esse foi o caso, por exemplo, da forma de elaboração dos contratos iniciais – celebrados entre geradores e distribuidores, em 1997 –, que traziam as seguintes deficiências:

- a) herdaram as condições contratuais existentes nos antigos contratos de suprimento entre esses agentes, de forma que 100% da demanda estavam contratados, inexistindo margem de segurança para os geradores e tampouco incentivo à contratação por parte dos distribuidores;

6 Como ilustração, um agente de geração hidrelétrica pode realizar um contrato bilateral com uma determinada distribuidora, mas sua usina, que serviu de lastro para esse contrato, pode nem vir a entrar em operação em um determinado momento. Isso ocorrerá sempre que o custo marginal de operação dessa usina for mais alto do que a última usina necessária para atender a toda a demanda do sistema. Nessa situação hipotética, esse agente de geração, que receberá da distribuidora os montantes financeiros estabelecidos no contrato bilateral, terá que ressarcir quem gerou no seu lugar, com base no preço *spot* do sistema. O caso anterior ilustra uma situação favorável para o agente de geração, que fez um bom contrato. Ou seja, considerou como elevado o custo de oportunidade do uso de seus recursos hídricos, projetando escassez, e fechou um contrato com preços elevados. Como houve precipitações pluviométricas acima de suas projeções e o custo de geração do sistema está muito baixo, esse agente não só não precisará gerar para atender seu contrato, como receberá um montante financeiro suficiente para remunerar o agente gerador que gerou por ele e ainda ficar com um excedente financeiro. A situação poderia ser inversa caso a hidrologia fosse severa e as condições contratuais refletissem expectativas otimistas, mas a idéia básica é que, para se criar mercado, torna-se necessário que os agentes estejam sujeitos ao risco. É na busca de oportunidades de maximização de lucros e/ou minimização de riscos que os agentes vão realizar investimentos e negociar contratos entre si, induzindo uma redução de custos de energia no País todo.

7 O ONS também teria um papel fundamental para a garantia do modelo competitivo do setor, mas esse assunto será tratado mais adiante.

8 Para maiores detalhes, ver GCE (2001).

-
- b) estavam superestimados e correspondiam a uma energia assegurada superior aos seus valores de face; e
 - c) estabeleciam cláusulas para situações de racionamento mas, em contrapartida, regras do MAE geravam controvérsias sobre a sua aplicabilidade.

Ainda dentro dos problemas contratuais e regulatórios, o sistema de auto-regulação estabelecido para o MAE impediu que este funcionasse até recentemente, quando a intervenção da Aneel estabeleceu novas bases de governança. Da mesma forma, a presença de empresas estatais e privadas – questão que será aprofundada mais adiante – com lógicas e obrigações diferenciadas, gerou uma incerteza muito grande nos investidores privados, o que contribuiu para inibir suas decisões de investimento.

2.4. Problemas de Coordenação entre os Órgãos Governamentais

Em quarto lugar, problemas de coordenação entre o Ministério de Minas e Energia e os da área econômica e as agências responsáveis pela regulação de energia elétrica [Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)], transporte de gás natural [Agência Nacional de Petróleo (ANP)] e águas [Agência Nacional de Águas (ANA)] impediram a identificação, em tempo hábil, dos sinais de gravidade da crise e, portanto, de aportes emergenciais de recursos em obras de geração e transmissão, bem como da resolução de gargalos para investimentos privados importantes, tal como o caso do valor e do critério de reajuste do preço do gás natural importado para as térmicas do Programa Emergencial elaborado em 1999.

Nesse sentido, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) poderia ter cumprido um papel articulador importante. No entanto, muito embora tivesse sido criado em 1997, por ocasião da Lei 9.478/97 que criou a ANP, com o objetivo de aconselhar o presidente da república na formulação de políticas energéticas, não foram previstos assentos para a ANP e a Aneel, e somente se tornou operacional em junho/2000.

Por fim, como constatado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, não havia responsabilidades e procedimentos bem estabelecidos, tanto para a sinalização de problemas de suprimento quanto para a recomendação de medidas de redução do consumo. Por exemplo, se fosse identificada uma situação de alerta, não estavam previstos procedimentos padrões emergenciais nem preventivos [GCE (2001)].⁹

9 Foi proposta uma série de medidas para a superação desses problemas, no âmbito do Comitê de Revitalização, que serão tratadas mais adiante neste artigo.

Isso posto, cabe agora analisar de que forma esses problemas foram ou não contornados – assuntos das próximas seções – e qual a configuração setorial adequada para que no futuro exista oferta de energia elétrica ao menor custo para a sociedade, de forma a não se constituir um gargalo para o crescimento econômico.

3. A Gestão do Racionamento e a Revitalização do Modelo

Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE).¹⁰ Esta câmara interministerial atuou durante um ano sob a coordenação do ministro-chefe da Casa Civil, que liderou um grupo de mais de cem técnicos de diferentes esferas do governo federal. A GCE teve o objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise do setor no curto prazo e de criar as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro.

A GCE teve o mérito de promover um engajamento extraordinário de todo o governo, que se fazia representado pelos ministérios de Minas e Energia, Fazenda, Planejamento, bem como pela Advocacia Geral da União, Aneel, Operador Nacional do Sistema (ONS), BNDES e Eletrobrás, superando os problemas de coordenação entre os diversos órgãos governamentais destacados anteriormente.

Tendo sido sua atuação marcada publicamente pela gestão da crise de energia e pela administração do racionamento, a GCE teve uma atuação mais abrangente, em especial em áreas que transcenderam a crise de curto prazo. A GCE baseou seu plano de ação em quatro pilares fundamentais:

- i) racionamento;
- ii) programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- iii) programa emergencial de aumento da oferta de energia (“seguro-apagão”); e
- iv) revitalização do modelo do setor elétrico.

¹⁰ Criada e instalada por meio da Medida Provisória 2.198-3, de 29 de maio de 2001, e substituída em 6 de julho de 2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) conforme Decreto 4.261.

3.1. O Racionamento

Em maio de 2001, cálculos do ONS indicavam a necessidade de redução imediata de 20% do consumo de energia elétrica no País como única forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo grave período de estiagem. O governo estava diante, portanto, de duas alternativas. A primeira seria a imposição de um racionamento por cortes de carga gerais, setoriais ou regionais. A segunda, que foi implementada, foi menos traumática, pois atribuiu aos consumidores de energia a tarefa de reduzir seu consumo segundo critérios próprios.

O programa de racionamento foi, portanto, “autogerido”. Cada consumidor teve direito de decidir quando e como cumpriria suas metas de redução do consumo. As metas foram também flexíveis, como forma de, em primeiro lugar, proteger o pequeno consumidor, e, em segundo lugar, atenuar a crise no setor produtivo, para que a produção e o emprego não fossem prejudicados além do estritamente necessário.

As metas de redução de consumo foram baseadas no consumo individual para os meses de maio, junho e julho do ano anterior (2000). Para estimular o atendimento das metas, a GCE estabeleceu um regime de “sobretarifa”, para aqueles que ultrapassassem suas metas, e de bônus, para aqueles que economizassem mais.

As metas de redução de consumo foram de 20% para os consumidores residenciais com consumo superior a 100 KWh/mês, 20% para os consumidores comerciais e de 20% a 25% para os consumidores industriais.

Em paralelo ao racionamento, a GCE criou um mecanismo para atenuar o impacto da redução do consumo de energia no setor produtivo. Foi estabelecido um sistema pelo qual empresas que podiam ou queriam economizar mais do que lhes fora estabelecido pela meta puderam vender seus direitos de consumir para outras empresas. Esse sistema obteve grande sucesso, por meio das diversas transações ocorridas na bolsa de valores e, principalmente, diretamente entre as empresas. Associações de classe e algumas distribuidoras criaram mecanismos para estimular essas transações, em especial para as pequenas e médias empresas.

A sociedade pôde acompanhar a evolução do programa graças à avaliação pública permanente da “curva-guia” de segurança estabelecida pelo ONS. A curva-guia representava o nível mínimo de abastecimento dos reservatórios de água para que as

usinas hidrelétricas fossem capazes de atender à demanda durante todo o período seco.

O programa de racionamento foi bem-sucedido. Não obstante a taxa de crescimento da economia ter sido comprometida, o PIB do País cresceu 1,5% no ano de 2001. Para a queda dessa variável em relação aos quase 4,5% de crescimento do PIB observados no ano anterior contribuíram também os efeitos da crise argentina, bem como da crise internacional que se aprofundou na segunda metade do ano, em especial após os eventos de 11 de setembro.¹¹

No dia 28 de fevereiro de 2002, por sugestão do ONS, foi encerrado o racionamento. O programa estrutural de aumento da oferta de energia elétrica e os níveis dos reservatórios observados na época permitiram concluir que o País poderia viver, em 2002 e 2003, praticamente sem risco de déficit energético, mesmo que ocorressem situações hidrológicas extremamente desfavoráveis.

A energia poupada pelos consumidores durante o período de racionamento foi superior a 38 milhões de MWh, sendo 30 milhões de MWh somente na Região Sudeste.¹²

3.2. Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica

O programa estrutural de aumento da oferta de energia consistiu em um aperfeiçoamento dos mecanismos de acompanhamento e gerenciamento das obras de geração. Esse programa foi conduzido no âmbito do Ministério de Minas e Energia e foi parte integrante dos trabalhos da GCE na gestão do racionamento. Nos próximos anos, uma série de obras já em andamento – além de outras que ainda serão licitadas – deverá reforçar substancialmente o suprimento de energia do sistema elétrico brasileiro. O programa compreende o período 2001/04 e prevê um acréscimo de 26.325 MW ao sistema interligado.

A Tabela 1 mostra a projeção do Ministério de Minas e Energia, de agosto de 2002, para a ampliação da geração e transmissão de energia no período de 2002 a 2004.

Em termos de valores de investimentos, o programa estratégico prevê aplicação de cerca de R\$ 42 bilhões, sendo que a maior parte desses recursos – R\$ 33 bilhões – deverá ser suprida pela iniciativa privada, conforme a Tabela 2.

11 Data dos ataques terroristas às cidades de Nova Iorque e Washington.

12 Para se ter uma dimensão dos resultados, a economia alcançada no País equivale ao consumo de 170 kWh/mês de 19 milhões de residências, durante um ano.

Tabela 1
Estimativa de Ampliação de Geração e Transmissão de
Energia para o Período 2002/04

<i>Tipo de Empreendimento</i>	<i>Operação 2001/02</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>TOTAL</i>
<i>Ampliação da Oferta (2002/04) (Em MW)</i>					
Hidrelétricas com PCH	3.205	1.882	2.432	2.582	10.101
PPT com Co-Geração	905	3.375	3.358	1.087	8.725
Termelétricas – CBEE	763	1.390	–	–	2.153
Importação	1.220	1.188	–	–	2.408
Total da Oferta	6.093	7.835	5.790	3.669	23.387
<i>Ampliação da Transmissão (2002/04) (Em Km e MVA)</i>					
Linhas de Transmissão (km)	505	1.037	4.383	3.348	9.273
Subestações (MVA)	–	3.347	4.450	1.050	8.847

Obs.:

PCH – pequena central hidrelétrica.

PPT – Programa Prioritário de Termelétricas.

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

Fonte: MME in Gomide (2002).

Tabela 2
Previsão de Investimentos no Setor Elétrico para o Período
2002/04

	<i>Investimentos (2002/04)*</i>		
	<i>Privados</i>	<i>Públicos</i>	<i>Total</i>
Total (R\$ Milhões)	32.585	9.713	42.298
%	77	23	100

()Inclui realizado em 2001.*

Fonte: MME (2002).

3.3. Programa Emergencial de Aumento da Oferta de Energia (“Seguro-Apagão”)

Em junho de 2001, o ONS avaliou que, mesmo que a redução do consumo de energia atingisse os níveis esperados, o País não estaria livre de um prolongamento do racionamento nos anos de 2002 e 2003, caso a hidrologia permanecesse desfavorável. Dessa forma, a GCE decidiu implementar um programa emergencial de aumento da oferta de energia, alçado pela imprensa de “seguro-apagão”.

Esse programa tinha o objetivo de viabilizar o aumento da geração e da oferta de energia, de qualquer fonte, em curto prazo. Somente com um aumento emergencial da oferta seria possível assegurar uma passagem tranquila para o período de equilíbrio entre a oferta e demanda de energia.

O termo “seguro” foi utilizado apropriadamente para o programa emergencial. Para a viabilização da oferta em curto prazo, foi necessário, naturalmente, pagar custos acima daqueles necessários para a construção de usinas mais eficientes, de longo

prazo. Esses recursos, pagos mensalmente pelos consumidores, são a garantia de que, caso ocorra um período de hidrologia crítica, não será necessário incorrer nos custos demasiadamente superiores de um novo racionamento.

A maior parte das usinas emergenciais está instalada, pronta para gerar energia. Porém, as usinas somente serão “despachadas” caso haja novamente períodos de hidrologia crítica.

Havia diferentes alternativas para viabilização da oferta no curto prazo, como a contratação de produtores independentes de energia, a compra de equipamentos por empresas estatais ou mesmo a compra de demanda (certificados de energia) que, apesar de não significar um aumento imediato da oferta, permitiria a redução da demanda em um volume equivalente.

A GCE optou, acertadamente, por realizar a contratação de produtores independentes de energia. Para realizar tal contratação, o governo criou uma empresa 100% estatal, com o propósito específico de atender às necessidades de geração de curto prazo no País. Para assegurar o caráter transitório e pontual dessa iniciativa, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) possui, em seu estatuto, uma data específica para sua liquidação: 30 de junho de 2006. Os contratos de energia da empresa com os produtores independentes durarão somente até 31 de dezembro de 2005.

A apropriada decisão de fundar-se uma nova empresa, em vez de simplesmente efetuar a contratação por meio de uma empresa estatal existente, permitiu:

- a sinalização correta e consistente com o modelo do setor elétrico, evitando que o modelo competitivo da geração fosse afetado por interferências “fora de mercado” que pudessem beneficiar ou prejudicar geradores estatais existentes;
- a preservação de direitos dos acionistas minoritários de empresas do setor elétrico, que poderiam eventualmente questionar as políticas da empresa em defesa dos interesses do governo, em detrimento dos interesses dos próprios acionistas;
- a transparência em relação aos custos da oferta emergencial, que ficaram circunscritos a uma empresa nova sem serem contaminados por atividades existentes; e
- a segurança quanto ao caráter provisório da iniciativa.

O montante de energia a ser contratado em caráter emergencial foi sugerido pelo ONS, atendendo à premissa do governo de que, mesmo que fossem registradas as piores afluições de

acordo com as séries históricas, o sistema fosse capaz de atender a, no mínimo, 95% da demanda.

A CBEE procedeu a uma concorrência internacional, com anúncios em diversos jornais do Brasil e do mundo, oferecendo contratos de capacidade e de energia para produtores independentes que pudessem instalar seus equipamentos no Brasil em caráter de emergência. A soma das potências propostas alcançou 4.049 MW. Atendendo à sugestão do ONS quanto à potência a ser instalada, a CBEE contratou 2.155 MW de potência para instalação ao longo do primeiro semestre de 2002, nas Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Foram chamadas as usinas que ofereceram os menores preços globais de energia.

Para que os custos da oferta emergencial fossem corretamente alocados entre os consumidores, a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as regras de repasse dos custos da CBEE, criando o Encargo de Energia Emergencial, que está sendo pago mensalmente por todos os consumidores do sistema interligado, com exceção daqueles consumidores de baixa renda.

3.4. Revitalização do Modelo do Setor Elétrico

Em junho de 2001, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos para o modelo.

Com essa missão, o comitê teve o objetivo de promover a retomada dos investimentos privados, a implementação da competição plena no setor, a normalização do funcionamento do mercado e a garantia de oferta confiável de energia, com atenuação dos impactos tarifários.

Coordenado pelo BNDES durante a vigência da GCE, esse comitê teve atuação fundamental na proposição de medidas para o setor. A dinâmica de trabalho do comitê permitiu um canal constante de participação das diversas associações de empresas e de consumidores relacionadas de alguma forma ao setor elétrico. Foram representados nas discussões associações de distribuidoras, grandes empresas geradoras, comercializadores, grandes consumidores, concessionárias e pequenas concessionárias, empresas de transmissão, pequenos e médios produtores de energia, geradores térmicos, produtores independentes de energia, produtores de ferroligas e de silício metálico, pequenas concessionárias, infra-estrutura e indústrias de base, federação das indústrias de São Paulo, entre outros.

O Comitê de Revitalização liderou duas principais tarefas durante a vigência da GCE. A primeira delas foi a implementação do chamado Acordo Geral do Setor Elétrico. A segunda tarefa foi

a proposição das medidas de revitalização, para correção das disfuncionalidades e para aperfeiçoamento do modelo do setor elétrico.

3.4.1. O Acordo Geral do Setor Elétrico

Com o racionamento, diversas controvérsias surgiram entre os agentes. As controvérsias se deram, em primeiro lugar, quanto à forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais entre geradoras e distribuidoras, e, em segundo lugar, quanto à aplicação do princípio de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

No ano de 2001, a situação das empresas do setor era crítica. O racionamento, instituído através de um ato normativo do poder executivo, estabeleceu de forma inequívoca e obrigatória um programa de redução do consumo de energia. As empresas do setor tiveram suas receitas drasticamente reduzidas por consequência desse ato e não tiveram a liberdade de aumentar seus preços. Sem poder reduzir seus custos em razão da obrigação de continuar a prestar os serviços previstos nas concessões e impedidas de aumentar suas tarifas, as empresas passaram a viver uma grave crise de liquidez e de prejuízos operacionais.

Após seis meses de intensa negociação, foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico, e editada a Medida Provisória 14, de 21 de dezembro de 2001, que estabelecia os seus princípios. Esta medida provisória foi posteriormente convertida na Lei 10.438, de 26 de abril de 2002.

Como parte do Acordo Geral, respeitando o princípio de reequilíbrio econômico-financeiro presente nos contratos de concessão, a GCE estabeleceu a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), que resultou em aumentos de energia de 2,9% a.a. para os consumidores residenciais e de 7,9% a.a. para os consumidores industriais. Consumidores da classe “baixa renda” não tiveram aumento algum.¹³ Para permitir a modicidade do aumento tarifário, o BNDES concedeu financiamento às empresas no montante a ser recomposto.

Nesse acordo, merece destaque especial a eliminação das imperfeições contratuais, citadas anteriormente neste artigo, o

13 A Lei 10.438/02 define como unidades de consumo de baixa renda aquelas residências com consumo mensal médio até 220 kwh. De forma a assegurar que os subsídios terão a destinação para a qual foi criada, a família com esses níveis de consumo deverá comprovar a participação em um dos seguintes programas federais: programa auxílio-gás; potencial beneficiário dos programas bolsa-escola ou bolsa-alimentação. Além da isenção do pagamento do seguro-apagão e da RTE, os consumidores de baixa renda terão direito ao pagamento de tarifa social, ou seja, descontos em cascata por faixas de consumo, até os limites regionais definidos pela Aneel.

que reduziria a percepção de riscos regulatórios por parte dos distribuidores e a eventual repetição das controvérsias entre geradores e distribuidores, ocorrida no que se refere às responsabilidades sobre o racionamento. Com esse objetivo, duas medidas importantes foram adotadas. Em primeiro lugar, o estabelecimento de regras claras de repasse dos custos não-gerenciáveis das distribuidoras para os consumidores, o que contribuiu para a redução do risco empresarial e para a viabilização da contratação futura de novos investimentos em geração de energia elétrica. E, em segundo lugar, o estabelecimento de aditivo contratual nos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras no que se refere à cláusula de exposição dos agentes ao racionamento de energia elétrica, de forma a eliminar incertezas para o futuro.¹⁴

3.4.2. As Medidas de Revitalização

O resultado do trabalho da GCE na revitalização do setor se refletiu na publicação dos chamados “relatórios de progresso”. Até o encerramento da GCE, os seguintes relatórios foram publicados:

- *Relatório 1 (jan/2001)*: apresentação resumida de 18 medidas propostas;
- *Relatório 2 (fev/2001)*: relatório completo com 33 medidas propostas, detalhando as já divulgadas e acrescentando medidas adicionais; propôs mudanças estruturais significativas, como a introdução da oferta de preços em substituição ao modelo computacional de cálculo de preços do setor, a obrigatoriedade da comercialização da energia de serviço público (“energia velha”) por meio de leilões públicos, e as regras de estímulo aos consumidores livres, entre outros;¹⁵ e
- *Relatório 3 (jun/2001)*: relatório completo com o detalhamento das 11 medidas consideradas prioritárias pela GCE.¹⁶

A seguir, é apresentada uma visão sintética das principais medidas elaboradas pela GCE e cujo processo de implementação está em curso:

14 Adicionalmente, está sendo implementada, no âmbito da CGSE, a revisão das energias asseguradas nos contratos iniciais das geradoras de energia elétrica, de forma que esses contratos reflitam corretamente a disponibilidade física das usinas nas piores situações hidrológicas – falha que contribuiu para o racionamento de 2001.

15 A obrigatoriedade dos leilões públicos de “energia velha”, por parte das concessionárias federais de geração, foi incluída na Lei 10.438/02.

16 Entre outras, as principais medidas são a concatenação dos reajustes tarifários com as compras de energia nos leilões federais, a desverticalização, a licitação de compra de energia por parte das distribuidoras etc.

Implementação de Oferta de Preços

Como visto em seções anteriores, os preços no Mercado Atacadista de Energia (MAE) são estabelecidos de forma centralizada, por meio da aplicação, pelo ONS, de modelos matemáticos em um programa de computador específico. O Custo Marginal de Operação resultado desse modelo é utilizado como preço da energia para todas as transações no Mercado Atacadista. Esse programa utiliza uma única previsão de oferta e de demanda, um único valor para o chamado “custo do déficit” e, por definição, não reflete a diversidade de opiniões dos agentes quanto à sua real intenção de comprar ou vender energia.

A GCE propôs um sistema de oferta de preços, no qual a energia assegurada do sistema hidrelétrico seria distribuída proporcionalmente por cada agente de geração.¹⁷ Esta energia comporia uma conta corrente virtual de cada agente, acrescida da energia afluyente, calculada permanentemente pelo ONS. A partir do confronto entre oferta e demanda, seria obtido o preço de curto prazo do sistema, em substituição ao modelo atual, elaborado computacionalmente pelo ONS. É importante acrescentar que seria preservada a otimização das reservas hídricas, visto que os agentes não disponibilizariam recursos físicos, mas, sim, financeiros (conta virtual), por meio dos quais cada agente, seja ele gerador, distribuidor ou consumidor, ofereceria o preço de energia pelo qual estivesse disposto a vender ou a comprar energia.

Esse esquema de oferta, em substituição ao modelo computacional, traz diversas vantagens, pois o preço da energia reflete diretamente a disposição a produzir dos geradores e a de consumir dos distribuidores e consumidores, eliminando as externalidades, estabelecendo direitos de propriedade e capturando melhor o nível de aversão ao risco de cada agente. Esse esquema de oferta tem sido adotado em diversos países, inclusive aqueles com forte presença de hidroeletricidade, como é o caso da Noruega, Colômbia e Nova Zelândia.¹⁸

Comercialização da Energia de Serviço Público

As empresas estatais são detentoras de cerca de 80% da capacidade instalada de geração no País, com valor contábil muito abaixo do custo marginal de expansão setorial, por serem investimentos que já foram amortizados (Tabela 3). A partir de 2003, conforme estabelecido no modelo setorial, a energia con-

17 O novo modelo do setor elétrico brasileiro, adotado em 1997, criou um mecanismo de repartição do risco hidrológico entre os geradores, de modo que cada um deles recebesse uma receita garantida com base na energia assegurada de suas usinas, denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

18 Para maiores detalhes, ver Barroso (2000).

Tabela 3
Tarifa Média de Geração do Setor Elétrico Brasileiro

<i>Tipo de Geração</i>	<i>Tarifa Média (US\$/MWh)</i>
Energia Velha	10-12*
Hidrelétrica Nova	32-34
Termelétrica Nova (Gás Natural – Ciclo Combinado)	39-41

(*) Tarifa média do setor de geração no Brasil, com base nos contratos iniciais, em 2002.
Fonte: MME (2002).

tratada será progressivamente liberada dos atuais contratos iniciais (25% ao ano). A simples possibilidade da prática de *dumping* ou de realização de *mix* de preços por parte dos geradores federais poderia afastar potenciais investidores em geração.

Para mitigar esse potencial efeito, a GCE estabeleceu que a energia das geradoras estatais terá de ser comercializada por meio de leilão público. Essa medida visa assegurar a competição harmônica entre empresas com lógicas distintas: as geradoras estatais (concessionárias de serviço público, sem riscos de falência etc.) e as geradoras privadas (produtores independentes, sem direito a equilíbrio econômico-financeiro), sujeitas a riscos e à competição de mercado.¹⁹

Estímulo à Contratação Bilateral

O preço da energia no mercado de curto prazo é demasiadamente volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Devido a esse fato, a concepção do marco regulatório partiu do princípio de que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar por parte da demanda, através de contratos bilaterais – Power Purchase Agreements (PPAs). Embora os PPAs sejam instrumentos financeiros, a exigência regulatória de que eles sejam respaldados por capacidade física de geração garante que o estímulo à contratação bilateral resulte na entrada efetiva de geração nova.

A GCE propôs aumentar a obrigatoriedade de contratação das distribuidoras – de 85% para 95% de seu mercado cativo²⁰ – contribuindo para estimular novos investimentos em geração, bem como para aumentar a confiabilidade de atendimento do sistema elétrico.

19 Em 19 de setembro de 2002, foi realizado o primeiro leilão de energia velha das geradoras federais, referente à parcela de 25% dos contratos iniciais a ser liberada para negociação no mercado livre, com a venda de 33% do total ofertado, ao preço mínimo. Esse resultado reflete a situação conjuntural de sobreoferta, que será discutida na Seção 4 deste artigo.

20 Medida implementada por meio da Resolução 511 da Aneel, de 12 de setembro de 2002.

Mudança na Regra do Valor Normativo (VN) e Sua Substituição por Mecanismos de Licitação

O valor normativo (VN), estabelecido por meio de resolução da Aneel, é o preço-limite de compra de energia para o qual as distribuidoras têm direito a repassar os custos para suas tarifas. Como os novos empreendimentos de geração não hidrelétricos possuem custos mais elevados, a situação atual apresenta diferentes valores normativos para cada tipo de geração, o que faz com que os consumidores cativos estejam expostos a diferentes tarifas, a depender da política de compras de determinada distribuidora. Estabelecer um valor único para o valor normativo substituiria o livre-arbítrio de cada distribuidora para a contratação de energias alternativas e mais caras por programas explícitos e transparentes, pagos por todos os consumidores.

A GCE propôs estabelecer um VN único para todo o sistema interligado. As políticas de incentivo às diferentes fontes de energia serão estabelecidas por meio de um fundo, cujos recursos serão utilizados para suprir a diferença entre o custo de geração da fonte de energia a ser incentivada e o VN único.

Ao mesmo tempo, por meio da MP 64/02, o governo estabeleceu a obrigatoriedade de as distribuidoras comprarem energia para atender seu mercado somente por meio de leilões públicos, a partir de 01/01/2002. O objetivo é permitir a substituição do mecanismo de controle de repasse de custos – que é o VN único – por outro mais transparente e eficaz para refletir as condições de mercado. Em decorrência, evitaria-se o risco de punir os consumidores ou de desencorajar investimentos, nos respectivos casos de o VN único ser maior ou menor do que o necessário para remunerar os investimentos em nova geração.

Estímulo à Formação de Consumidores Livres

A presença de consumidores livres é fundamental para o desenvolvimento do mercado de energia. É a livre busca de alternativas de suprimento por parte desses consumidores que efetivamente cria um mercado de energia elétrica, no qual o preço é resultado do equilíbrio entre oferta e demanda. De acordo com as normas atualmente em vigor, cerca de 50% do mercado de energia elétrica já é composto por consumidores “potencialmente livres”, pois têm o direito de escolher seu provedor de energia elétrica (carga acima de 1 MW). Entretanto, por imperfeições no modelo, até hoje poucos consumidores exerceram o direito de optar por um fornecedor de energia que não fosse a própria distribuidora.

A GCE propôs o aperfeiçoamento da regulamentação de maneira a eliminar alguns dos entraves e estimular a entrada de consumidores livres no sistema.

Realinhamento Tarifário e Abertura das Parcelas das Tarifas de Distribuição²¹

Para o estabelecimento da competição no mercado de energia elétrica, é fundamental que a tarifa de energia seja decomposta em serviços de transmissão/distribuição (“fio”), serviços de comercialização (tarifação e cobrança) e o preço da energia (“geração”). Somente a transparência absoluta com relação a esses custos permitirá que consumidores autorizados a se tornarem livres possam comparar os custos da tarifa na condição de consumidores cativos com os custos inerentes aos consumidores livres.

Estudo da GCE indicou que, depois de decompostos os custos de “fio”, consumidores de classe diferente estão pagando preços bastante diferentes pela energia, um bem único e com características de *commodity*.

A GCE propôs a abertura das contas de energia a partir de 2003, para que sejam identificadas as parcelas de “fio” e de “energia” nas tarifas. Além disso, haverá um ajuste da componente “energia” das tarifas em um cronograma específico, como forma de atribuir à *commodity* um preço único.

A partir de um programa gradual, identifica-se a necessidade de um rebalanceamento tarifário, que inverteria a atual participação das classes de consumidores nas receitas setoriais, visto que as tarifas de fornecimento sobrecarregam os consumidores residenciais em benefício dos industriais. Essa política contribuiria para sinalizar adequadamente o custo de expansão do sistema, estimulando os grandes consumidores a contratar livremente suas próprias unidades de geração.

Desverticalização e Limites para Autocontratação e para Participação Cruzada²²

A necessidade de desverticalização de atividades competitivas (geração e comercialização) – sujeitas ao risco e com retornos mais elevados – das atividades reguladas (transmissão e distribuição) é uma lição fundamental das experiências de reestruturação dos setores de infra-estrutura em todo o mundo. Trata-se da forma mais eficaz para se evitar que as empresas verticalizadas possam fazer uso abusivo de seu poder de mercado, subsidiando as atividades competitivas com base no repasse de custos para as atividades reguladas.

21 Essas duas medidas foram tratadas conjuntamente pelos relatórios do Comitê de Revitalização.

22 O Relatório tratou conjuntamente dessas duas medidas propostas.

A GCE propôs diversos critérios que asseguram a desverticalização das empresas, atribuindo prazos e estipulando penalidades.

Quanto aos limites para participação cruzada, houve pouco avanço por parte da GCE. As propostas basearam-se principalmente na recomendação à Aneel para aprofundamento das análises.

Incentivo à Geração Térmica a Gás Natural

Nas condições atuais, o custo do MWh das usinas movidas a gás natural é superior ao custo das usinas hidrelétricas e, portanto, ao VN único. Entretanto, é de se esperar que essas térmicas passem a ser plenamente competitivas no futuro, por razões como: amadurecimento do mercado de gás natural, flexibilização dos requisitos de *take-or-pay*, tarifas de transmissão que reflitam melhor o benefício de localização das térmicas perto dos centros de carga, redução dos custos dos equipamentos e aumento da confiança dos investidores.

Nesse contexto, a GCE determinou que as usinas térmicas a gás natural fossem incentivadas, de modo a tornar o custo de geração dessas usinas equivalente ao custo das usinas hidrelétricas – igual ao VN único.

4. Equilíbrio da Oferta e da Demanda nos Próximos Cinco Anos

O programa de redução da demanda, promovido entre maio/2001 e fevereiro/2002, permitiu a recuperação dos reservatórios em níveis adequados, de forma que o racionamento de energia foi abolido a partir de março/2002 com base em critérios de segurança de que o setor não enfrentaria o mesmo problema nos próximos dois anos, mesmo que os cenários hidrológicos fossem os piores das séries históricas disponíveis.

Adicionalmente, como visto, o governo procurou adotar um conjunto de medidas que permitissem ao modelo do setor elétrico recuperar os níveis de investimentos necessários para a expansão de oferta compatível com as necessidades do País, em bases competitivas, e tendo como pilar o investimento privado.

Independentemente do sucesso das medidas estruturais identificadas pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, o cenário de oferta e demanda para os próximos cinco anos no Brasil permite concluir que *o setor estará operando com uma*

sobreoferta de energia até 2005, inclusive nos dois submercados nos quais verificou-se racionamento de energia elétrica em 2001.

Esta é a conclusão do Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2002, elaborado pelo ONS. Baseado em hipóteses que preservam os critérios elaborados para o Planejamento Plurianual tradicionalmente realizado pelo setor e de acordo com a resolução GCE 109, de dezembro de 2001, o estudo somente considerou aquelas térmicas incluídas no Programa Prioritário de Térmicas (PPT) cuja condução das obras já estivesse em andamento e com financiamento já aprovado (subconjunto de térmicas assumidas pela Petrobras), as hidrelétricas já licitadas pela Aneel, os reforços de linhas de transmissão em andamento e os projetos de importações de energia já contratados.²³

Para a obtenção desses resultados, não foram considerados os projetos de construção de usinas com base em energias alternativas nem a energia emergencial já contratada pelo governo para o período. Foram utilizados os certificados de energia assegurada pós-2002, que não teriam o “otimismo” identificado no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica [GCE (2001)].

A análise das Tabelas 4 e 5 permite observar que há um excesso de oferta (diferença entre energia assegurada e demanda) nas duas regiões até 2004. A partir de 2005, inicia-se um desequilíbrio no Nordeste, que se mantém no ano seguinte e passa a também atingir a Região Sudeste.²⁴

Tabela 4
Balanço de Energia – Sudeste/Centro-Oeste

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	30.259	31.861	32.768	32.927	31.806
Mercado	27.013	28.168	29.257	30.423	32.224
Balanço	3.246	3.693	3.511	2.504	-418

Fonte: ONS (2002).

Tabela 5
Balanço de Energia – Nordeste

	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	6.063	6.697	6.697	6.697	6.675
Mercado	5.956	6.246	6.542	6.826	7.349
Balanço	107	451	155	-129	-674

Fonte: ONS (2002).

23 Com a resolução 109, passa-se a adotar critérios mais realistas de previsões de oferta, aprimora-se o cálculo do custo de déficit e é introduzida uma curva de alerta no sistema, de forma a simular a aversão ao risco dos agentes, garantindo o despacho de usinas térmicas sempre que os reservatórios chegarem a um limite crítico.

24 As Regiões Norte e Sul não são especificadas porque apresentam sobreoferta em toda a série. Para maiores detalhes, ver ONS (2002).

Se, em geral, a situação até 2005 é tranquilizadora do ponto de vista do suprimento de energia, esse panorama poderá representar uma sinalização bastante preocupante para o médio e longo prazo, visto que a “sobreoferta” deverá inibir novos investimentos privados no setor. Adicionalmente, *as incertezas quanto à atuação das estatais* (responsáveis por 80% da capacidade instalada, já amortizada) e *a perspectiva de construção de vultosos empreendimentos de geração* (caso da hidrelétrica de Belomonte²⁵ ou da política de geração de energias renováveis prevista na Lei 10.438/02), *ampliam as incertezas quanto ao futuro.*

Esse aspecto remete à discussão de qual o modelo mais adequado para o setor elétrico, assunto que será desenvolvido no item a seguir.

5. A Questão-Chave: Que Modelo Adotar?

5.1. É Possível a Volta do Modelo Estatal?

Nas décadas de 1970 e 1980, o contexto em que se deram os pesados investimentos no setor elétrico foi marcado por duas características básicas. Em primeiro lugar, pela existência de recursos volumosos, seja pelo financiamento existente através da cobrança de tarifas alinhadas aos custos (como na década de 1970) ou pelo recurso ao endividamento público (nos anos 1980). Em segundo lugar, pela ampla disponibilidade de aproveitamentos hidroelétricos que requeriam obras de vulto, mas que estavam associadas, uma vez feitas as obras, a um custo baixo de geração por kWh, devido às possibilidades de aproveitamento de economias de escala dos projetos. As duas realidades esgotaram-se nos anos 1990.

No que diz respeito à situação fiscal, as Necessidades de Financiamento do Setor Público (NFSP) em termos operacionais foram severamente contidas na primeira metade da década de 1990 e, na segunda metade, a piora do resultado fiscal, concentrada no governo central e nos estados e municípios, gerou uma trajetória explosiva da dívida pública, que obrigou a adoção das medidas de ajuste fiscal em 1999.

No que se refere aos aproveitamentos hídricos, basicamente o que houve nos anos 1990 foi a conclusão – a passos lentos –

25 O projeto de construção da usina hidrelétrica de Belomonte, no Pará, a ser construída pela Eletronorte em parceria com o setor privado, já esteve para iminente aprovação pelo CNPE. No entanto, polêmicas em relação à dimensão do projeto (se 11 GW ou 5,5 GW) e à atribuição dos custos de transmissão, associadas a questões ambientais e à viabilidade do seu financiamento, têm impedido sua aprovação pelo governo federal.

de uma série de obras iniciadas anteriormente. Em resumo, depois de ter sido de, em média, 0,8% do PIB durante 1980/1990, o investimento no sistema Eletrobrás caiu para 0,3% do PIB nos dez anos seguintes, 1991/2000, nível similar ao da média de 2001/2002 (Tabelas 6 e 7). Enquanto isso, não há grandes aproveitamentos hídricos disponíveis com o potencial de que se dispunha há vinte anos.

Por essa razão, existem fortes evidências de que o setor público não terá condições de promover um aumento permanente do gasto de 0,5% do PIB, para que o investimento da Eletrobrás retorne ao nível do início da década de 1980. A rigidez de gastos e as perspectivas de redução das receitas fiscais²⁶ indicam que o setor público não terá condições de aumentar nessa proporção os seus gastos com investimento, sob pena de: a) elevar a já elevada carga tributária, que se calcula poderá atingir este ano o

Tabela 6
Investimentos da Eletrobrás
(% PIB)

Ano	Investimento	Ano	Investimento	Ano	Investimento
1980	0,83	1990	0,34	2000	0,20
1981	0,88	1991	0,45	2001	0,38
1982	0,79	1992	0,46	2002/p	0,32
1983	0,65	1993	0,32		
1984	0,88	1994	0,23		
1985	0,73	1995	0,15		
1986	0,56	1996	0,18		
1987	1,09	1997	0,23		
1988	0,80	1998	0,31		
1989	0,66	1999	0,30		

p/ = previsão.

Fonte: Ministério do Planejamento.

Tabela 7
Investimentos da Eletrobrás - Médias Anuais
(% PIB)

Período	Investimento
1981/1985	0,79
1986/1990	0,69
1991/1995	0,32
1996/2000	0,24
2001/2002 p/	0,32

p/ = previsão.

Fonte: Ministério do Planejamento.

26 A restrição fiscal pode ser explicada pelos seguintes fatores: a) dívida pública atinge mais de 60% do PIB; b) déficit público nominal resiste em cair abaixo de 3% do PIB; c) problema previdenciário ainda não plenamente equacionado; d) gasto em funcionalismo consome mais de 5% do PIB em nível federal com uma categoria que reclama reajustes reais de salários; e) perspectiva de perder receita ao longo dos próximos anos, devido ao fim dos fatores extraordinários como a cobrança da CPMF.

nível de 34% do PIB; b) reduzir outros gastos na mesma proporção; ou c) pressionar ainda mais a dívida pública, o que tornaria mais difícil qualquer tentativa de reduzir o peso dos juros na composição do gasto total.

Se essa análise for correta, isso significa que *o modelo de investimento estatal maciço no setor elétrico, com geração de energia barata, adotado até a década de 1980, parece estar exaurido*. Primeiro, por falta de recursos. E segundo, porque *mesmo que o investimento continuasse a ser estatal, seria impossível que a nova energia a ser gerada fosse barata como a do passado*. Isto é, *na margem*, de agora em diante, serão feitos investimentos com custos crescentes, inclusive com *maior participação da geração térmica*. Isso terá que se refletir nos preços da energia, qualquer que seja o proprietário das empresas (Estado ou o setor privado).

Em virtude desses fatores, e como existe a impossibilidade de se privatizar o setor nos próximos anos, o grande desafio é viabilizar um modelo misto, mantendo os pilares de competição e atração do capital privado. Esse é o assunto da próxima seção.

5.2. A Alternativa de Privatização na Margem

Considerando o quadro de manutenção das empresas estatais, a alternativa para retomada dos investimentos no setor elétrico poderia ser a de se buscar atrair parcerias com o setor privado para investimentos na expansão do setor. Essas parcerias poderiam ocorrer com diferentes gradações, com as estatais garantindo as fases iniciais dos projetos, principalmente hidrelétricos, ou mesmo participando de forma majoritária de sociedades de propósito específico ou, ainda, realizando projetos considerados prioritários, no caso da inexistência de investidores privados interessados em efetuar o investimento.

A lógica dessa alternativa é drenar recursos privados para a expansão do sistema, evitando-se que esses recursos pudessem ser esterilizados na compra de ativos existentes, em operações que não contribuiriam, portanto, para o acréscimo da capacidade instalada no País.

No entanto, a possibilidade de as empresas estatais continuarem investindo requer a superação de duas dificuldades. A primeira, obter autorização especial do governo para que essas empresas possam obter financiamento, e uma análise de custo/benefício dessa decisão não poderá ser feita sem se considerarem os impactos sobre o déficit público (ver Anexo). A segunda, de ordem também financeira, mas referente à possibilidade de geração de recursos próprios compatíveis com necessidades cada vez maiores de recursos na expansão do sistema. Como visto em seções anteriores, a atual situação de sobreoferta de energia

deprime os valores das tarifas dos geradores, ao mesmo tempo em que o custo de construção de novos projetos hídricos e/ou térmicos são bem superiores aos atuais valores de mercado da energia.

Mesmo que o governo federal promovesse um reajuste das tarifas de geração, as maiores desvantagens da alternativa “privatização na margem” estão relacionadas ao fato de *praticamente eliminar as possibilidades de introdução de um modelo descentralizado e competitivo no setor elétrico*.²⁷ A principal razão deve-se ao fato de as empresas estatais poderem praticar um *mix* tarifário menor do que o custo marginal de expansão do setor (balizador dos novos investimentos), criando uma forte barreira à entrada de novos investidores, que só entrariam no mercado mediante parcerias com o setor estatal, ampliando a participação deste no mercado elétrico.

Na prática, portanto, haveria a necessidade permanente de participação estatal em novos investimentos – os escassos recursos públicos teriam que continuar a serem aplicados em atividades de risco (atividades de geração) – e seriam eliminadas as possibilidades de que a alocação dos novos investimentos fosse feita por mecanismos seletivos de mercado. Não é demais registrar que um dos aspectos que caracterizaram o planejamento indicativo centralizado em toda a América Latina, nas décadas de 1970 e 1980, foi o superdimensionamento do crescimento da demanda, bem como a concentração da expansão do sistema em novas plantas de geração.²⁸

Tendo em vista que não existiria competição no mercado de geração, caberia ao governo determinar esses investimentos, estabelecendo, na melhor das hipóteses, mecanismos de licitação para a escolha do agente estatal, em associação com o privado, realizar o novo investimento.²⁹

Poderia se argumentar que, ao se garantir mercado para os novos investidores e, eventualmente, o Estado assumindo os

27 Existe ainda o argumento de que a expansão da oferta é prioritária, independentemente dos ganhos de eficiência alocativa provenientes de sinais de preços ou de ambiente seletivo de mercado. Entretanto, o ponto de vista defendido neste artigo é de que, num contexto de recursos fiscais escassos, a sociedade estaria se ressentindo de má alocação de recursos para atividades de risco que, se bem regulamentadas, poderiam atrair capitais privados com taxas de retorno compatíveis com tarifas acessíveis para a população.

28 Para um *survey* da experiência latino-americana, ver Araújo (2000).

29 Alguns especialistas poderiam alegar que trata-se apenas de uma aparente desvantagem, visto que o racionamento de energia elétrica em 2001 teria demonstrado, entre outras coisas, que a lógica de mercado, a privatização e a competição são incompatíveis com o setor elétrico brasileiro, de forte base hídrica e com reservas plurianuais. Dessa forma, o ideal seria que as empresas geradoras brasileiras perdessem o caráter de produtor independente, passassem a estar sujeitas ao regime de concessão pública e fosse restabelecido o antigo critério de tarifação com base no custo de serviço dos investimentos. Para maiores detalhes, ver Instituto de Cidadania (2002). O corolário imediato dessa alternativa seria a incompatibilidade com a lei vigente no setor elétrico, a Lei 9.648/98, que estabelece a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, prevendo, inclusive, a liberação dos contratos iniciais a partir de 2003.

riscos ambientais, os riscos dos empreendimentos seriam menores e, portanto, menor seria a taxa de retorno requerida pelo setor privado, trazendo, como consequência, tarifas de geração menores do que no modelo competitivo.

Persiste, no entanto, uma desvantagem adicional. Um sistema de parcerias público-privado requer claros mecanismos de transparência para a seleção do parceiro privado. Existe um claro *trade-off* entre esse quesito e a flexibilidade e agilidade necessárias. A teoria da moderna administração pública é rica em ensinamentos de que quanto mais amplo e impessoal for o processo de seleção de parceiros, menor o risco de *rent-seeking* por parte dos grupos de pressão e maior o tempo necessário para a preparação do processo licitatório.

Em suma, em que pesem as aparentes vantagens de tarifas mais reduzidas e da ausência de necessidade de esterilizar recursos para aquisição de ativos das empresas estatais, existe uma série de dificuldades que precisam ser superadas para que a privatização na margem possa ser viabilizada, especialmente os riscos de: a) criar barreiras à entrada para investimentos privados; b) eliminar a possibilidade de introdução de competição por novos projetos; e c) aumentar a complexidade na gestão dos bens públicos, especificamente no que se refere à concretização das parcerias com o setor privado.

A experiência histórica do setor elétrico brasileiro mostra que, no período 1934/1964, o setor atravessou também um período caracterizado como “modelo misto”, sem que, no entanto, fossem estabelecidas regras claras que permitissem a convivência dos agentes públicos e privados. Em decorrência disso, ocorreram diversos racionamentos ao longo dos anos 1950, de menor proporção que os do ano 2001, mas que acirraram a necessidade de se completar o movimento pendular em prol da centralização e estatização do setor.³⁰ Os desafios dos próximos anos, no entanto, seriam como viabilizar esta situação mista, de *second best* à consecução do modelo privado competitivo, assuntos da seção posterior.

30 Durante o período 1934/64, o setor elétrico brasileiro passou por uma trajetória rumo à nacionalização e estatização. O Código de Águas de 34 propugnava que apenas capitais privados poderiam fazer uso dos recursos hídricos, mas só foi regulamentado cerca de vinte anos mais tarde. Ao longo desse período, no entanto, sua iminente aprovação desencorajou investimentos privados na geração hidrelétrica, que se retraíram nas atividades de distribuição e na manutenção de termelétricas existentes, em contexto no qual a elevação dos custos de importação de equipamentos e combustíveis para sua operação se tornava crescente, principalmente após a Segunda Guerra Mundial. Em decorrência, o Estado ia ocupando um lugar cada vez mais importante na expansão do sistema elétrico, visando atender às necessidades crescentes de industrialização e expansão urbana do País. O grande problema dessa transição foi que, aliados aos desestímulos regulatórios para os investimentos privados, os investimentos estatais só assumiram escala suficiente após a centralização do modelo pela Eletrobrás, proposta em 1956, mas somente criada após oito anos de tramitação do projeto. Para maiores detalhes, ver Eletrobrás (1988) e Pires (1993).

5.3. Requisitos para uma Solução de *Second Best*: Um Modelo Misto Competitivo

5.3.1. A Dificil Convivência Pública-Privada

Como visto anteriormente, uma análise mais cuidadosa tende a mostrar que será difícil ao setor privado entrar em novos investimentos concorrendo com um setor público dominante. Isso porque a lógica de comportamento das empresas estatais é diferente daquela que norteia as decisões privadas, criando condições desiguais na competição, exatamente pela vantagem alegada pelos defensores do modelo misto (ou de privatização pela margem), ou seja, de que, por exemplo, as estatais projetam taxas de retorno inferiores ao projetado pelo setor privado.

A título de ilustração, numa licitação para uma linha de transmissão que seja vendida a quem oferecer o menor preço, dificilmente um investidor privado irá se aventurar a disputar com uma estatal do setor, pois seus gestores atuam com funções-objetivo diferentes do investidor privado, não estando sujeitos, por exemplo, à responsabilidade individual no caso de falência das empresas que gerenciam. Justamente pelo vínculo dos gestores das empresas com os governos que, inclusive, os escolheram por critérios de confiança, as propostas de preço efetuadas pelas empresas estatais podem estar guiadas por outros interesses que não estritamente o da rentabilidade, mas, sim, o de interesse estratégico nacional etc. Outro lado da gestão pública é o fato de as empresas estarem sujeitas a pouca flexibilidade e agilidade, tendo em vista os rituais previstos na Lei de Licitações e as necessárias auditagens do Tribunal de Contas da União.

A experiência concreta dos setores em que a presença do setor estatal é significativa comprova essa tese. No caso do setor de petróleo, os investimentos privados importantes têm ocorrido em parceria com a Petrobras, enquanto no setor elétrico, os investimentos privados se deram em áreas nas quais o setor público é minoritário (distribuição), em regiões onde o setor público já não mais teria o papel hegemônico anterior (submercado de geração no sul do País ou no segmento de transmissão de energia elétrica) ou, por fim, em projetos de *hedge* (caso dos grandes consumidores adquirindo licenças para construção de projetos hidrelétricos). Portanto, é pouco provável que se tenha uma concorrência plena entre o setor público e o privado em áreas nas quais o setor público continue a predominar.

Além disso, a criação de agências reguladoras independentes de serviços públicos inaugura uma forma de atuação do Estado, pautada pela ação regulatória, fiscalizatória e de arbitragem das atividades privadas de execução desses serviços. Trata-se de uma inovação institucional, imprescindível e necessária, em virtude de o Estado ter se afastado da execução de atividades

empresariais (de risco), visto que, tal como no passado, quando não existiam, não haveria sentido em o Estado fiscalizar a si próprio, salvo se as empresas estatais tivessem a mesma natureza jurídica de empresas privadas, ou seja, incorressem em riscos, objetivando maximizar lucros. Nesse caso, a agência reguladora poderia exercer o seu papel de árbitro entre os interesses de agentes sujeitos às mesmas regras, direitos e obrigações.

Portanto, apesar das possíveis desvantagens da venda de ativos de geração já amortizadas no setor elétrico, a privatização aparece como uma solução mais adequada para estimular o investimento privado, seja para superar barreiras à entrada, eliminando a ameaça de se concorrer com empresas com poder de mercado, seja para criar condições para o pleno exercício do papel regulador do Estado, liberando-o das atividades de risco (atividades produtivas).

Por fim, deve ser considerado que a atração de investimentos privados para o setor não poderá estar desassociada do estabelecimento de sinais de preços adequados:

- i) a oferta de energia, em um sistema privado, reage favoravelmente a estímulos de preço: níveis elevados deste tendem a criar incentivos para o investimento no setor;
- ii) a demanda de energia é, naturalmente, uma função inversa de seu preço;
- iii) a reação da oferta aos preços é tanto maior quanto mais duradouro for percebido como sendo o aumento destes: ninguém vai investir mais no setor apenas pelo fato de haver um sobrepreço por um período curto de tempo;
- iv) analogamente, no que tange à demanda, os mecanismos de substituição e/ou poupança de energia dependem da duração do aumento dos preços;³¹ e
- v) é necessário evitar que se repitam erros típicos em que setores afetados por choques de preços não reagiram repassando esses aumentos ao consumidor.³²

31 Ajustes como a troca de lâmpadas por outras de menor consumo e a adoção de sistemas nas indústrias que sejam menos intensivos no uso de energia etc. só irão ocorrer se o aumento de preços for visto como permanente: simplificadamente, se há uma sobretaxa temporária, um consumidor residencial talvez use o chuveiro elétrico por menos tempo durante o período de vigência da sobretaxa, mas se os preços mais altos forem vistos como permanentes, talvez isso o induza a privilegiar a troca por um sistema de aquecimento a gás.

32 Podem ser dados dois exemplos bastante ilustrativos da perda de bem-estar social e de ineficiência alocativa de controle artificial de preços. O primeiro ocorreu no Brasil, em 1973, por ocasião do primeiro choque do petróleo. Como os preços internos não refletiram, na intensidade devida, o impacto do choque de preços no mercado internacional, o consumidor não alterou em nada seus hábitos de consumo de combustível naqueles anos, sendo financiados pelo Tesouro Nacional. O segundo exemplo foi na crise da Califórnia, quando o aumento explosivo dos custos de geração deixou de ser transferido ao consumidor final, ensejando com isso um estrangulamento financeiro do segmento de distribuição, enquanto na ponta, inicialmente, os consumidores não tomavam nenhuma atitude associada a um uso menos intensivo de eletricidade.

5.3.2. Importância de se Viabilizar um Modelo Competitivo

Mesmo não se considerando a hipótese de privatização no curto/médio prazo, a viabilização de um modelo competitivo é essencial para a garantia de aplicação eficiente dos recursos a serem investidos no setor elétrico, com decorrente benefício para os consumidores e o custo-Brasil. Uma referência importante nesse sentido é o caso da Noruega, país de base eminentemente hídrica, como o Brasil, em que empresas públicas operam em ambiente seletivo de mercado.

A partir das experiências do Chile e do Reino Unido, respectivamente nos anos 1970 e 1980, a indústria de eletricidade tem sido rica em exemplos de reestruturação competitiva em diversas partes do mundo. Em linhas gerais, o objetivo geral tem sido o de aumentar a eficiência de longo prazo da indústria, a partir da instalação de um ambiente competitivo na geração e comercialização de eletricidade. A aposta básica é que mecanismos de seleção de mercado possam sinalizar mais adequadamente a alocação de recursos em novos projetos de geração, estimular novos mecanismos de gestão de riscos e beneficiar consumidores que, com a liberdade de negociação de seus supridores, podem ter acesso à eletricidade com custos menores.

As reformas possuem ritmos e matizes diferenciados em diversos países, sendo possível verificar uma grande heterogeneidade de situações – desde reformas marginais (caso da França, onde basicamente se fizeram pela introdução de leilões de energia da empresa monopolista de fato, a EDF) ou bastante radicais (caso do Reino Unido, onde não mais existem consumidores cativos).

Como resultado dos estímulos seletivos de mercado, podem-se verificar, por exemplo, o surgimento de mercados futuros de energia e uma ampla difusão de novas tecnologias de geração, com as empresas elétricas intensificando seus esforços de P&D no implemento de novas tecnologias mais eficientes, ambientalmente aceitáveis e de menor risco financeiro, isto é, que tragam maior padronização, flexibilidade, menor tempo de construção e menor escala, podendo ser citadas, como exemplo, as centrais geradoras de ciclo combinado, alimentadas a gás natural.³³

No entanto, a experiência internacional é rica em ensinamentos a respeito da necessidade de uma modelagem prévia adequada da estrutura de mercado para se prevenir abuso de

33 A difusão de novas tecnologias de geração de eletricidade, além de estimular a descentralização do sistema e permitir incrementos marginais de oferta, permite também um controle automatizado das plantas, reduzindo drasticamente a necessidade de operadores manuais.

poder de mercado no segmento de geração de eletricidade e se afirmar um mercado competitivo de eletricidade.³⁴

No caso brasileiro, como observado anteriormente, existe uma clara sinalização de aumento do custo marginal de expansão do setor elétrico. Por essa razão, a introdução de um ambiente competitivo adquire especial relevância, visto que mecanismos seletivos de mercado tendem a ser mais eficientes do que um modelo de planejamento centralizado, na atenuação da tendência de elevação de custos da energia, ao permitir:

- a redução dos custos de construção de novos projetos de geração, tendo em vista a competição por seleção de projetos entre potenciais investidores, seja pelo sistema de leilões previstos pela revitalização do modelo, seja pela própria negociação bilateral de arranjos comerciais e financeiros entre geradores e comercializadores; e
- a redução dos custos operacionais do sistema, por meio do sistema de oferta de preços, que trará, tal como discutido anteriormente, a vantagem adicional de estabelecer direitos de propriedade, aspecto essencial para se permitir a alocação eficiente de recursos em um sistema de mercado.

Ao mesmo tempo, torna-se necessário que sejam tomadas ações preventivas para evitar o exercício de poder de mercado das empresas estatais, como é o caso hoje de Furnas, Eletronorte e Chesf, respectivamente, nos submercados do Sudeste, Norte e Nordeste. Em outras palavras, além da desverticalização – cuja importância já foi discutida anteriormente – trata-se de tomar medidas preventivas de abuso de poder econômico, sopesando os efeitos de aumento da competição provenientes da maior pulverização dos agentes geradores com os requisitos mínimos de escala para viabilizar a tomada de financiamento, otimização do sistema, sinergias e custos operacionais.

Muito embora exista uma resolução da Aneel que estabelece percentuais máximos de participação nos diversos segmentos de mercado,³⁵ não existem evidências empíricas de que esses percentuais sejam suficientemente adequados para se evitar o abuso de poder de mercado em um setor com elevadas barreiras à entrada e restrições de transmissão.³⁶ Este artigo sugere que, como ponto de partida para o encaminhamento dessa

34 Diversos problemas puderam ser verificados por conta de uma modelagem inadequada: a) abuso de poder de mercado dos geradores provocados pelo duopólio da geração no Reino Unido; b) falta de desenvolvimento de mecanismos que permitissem a participação de consumidores no mercado atacadista, também no Reino Unido; c) participação cruzada de agentes em segmentos livres e cativos e em diversos pontos da cadeia produtiva (controle do mercado de insumos, por exemplo na Califórnia). Para uma discussão desses e de outros problemas, ver Newbery (1999) e Millan (2001).

35 Resolução Aneel 30/98.

36 A iminente redução do número de submercados atua favoravelmente para reduzir o poder de mercado.

discussão, fossem resgatados os estudos efetuados pela Coopers&Lybrand, quando da elaboração do Modelo de Reestruturação do Setor Elétrico (Reseb) [MME (1997)].³⁷

6. A Viabilização do Modelo Misto e Competitivo

Uma análise atenta das medidas definidas como prioritárias pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, no âmbito da GCE, demonstrará que sua implementação representa, justamente, os pré-requisitos necessários para a viabilização do modelo misto e competitivo para o setor elétrico brasileiro.³⁸

De fato, ali está definido um conjunto de medidas *prioritárias* para: a) garantir o funcionamento do mercado competitivo do setor elétrico e eliminar os entraves à participação do setor privado na realização dos investimentos necessários; e b) aperfeiçoar o novo modelo regulatório do setor elétrico, iniciado em 1995, em substituição ao antigo modelo estatal.

Em outras palavras, os objetivos gerais do trabalho do comitê buscavam estabelecer uma clara definição de papéis no setor elétrico brasileiro, a saber:

- para o Estado, buscar-se o aprimoramento do planejamento e da coordenação, a eliminação dos riscos regulatórios e o aperfeiçoamento dos mecanismos de defesa da concorrência; e
- para o setor privado, destinar-se a responsabilidade pelos novos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, liberando os recursos do Estado para outras aplicações urgentes, tais como a segurança e a educação.

Cabe analisar, ainda, medidas complementares que vêm sendo implementadas pela CGSE para o aperfeiçoamento institucional do modelo do setor elétrico.

– **Fortalecimento da Capacidade de Planejamento Governamental**

- O MME deve ser reestruturado e reequipado, aprimorando sua capacidade de planejamento indicativo das obras de geração e transmissão;

37 Com base nesses estudos, o governo federal buscou implementar, sem sucesso, um processo de reestruturação das empresas geradoras federais, que originariam, a princípio: a) três empresas a partir de Furnas (duas geradoras e uma transmissora); b) quatro empresas a partir da Chesf (três geradoras e uma transmissora); e, c) seis empresas a partir da Eletronorte (duas geradoras isoladas, uma geradora que fornece para o sistema interligado – hidrelétrica de Tucuruí –, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem a sistemas isolados).

38 Esse é um dos cenários construídos por Rodrigues e Campos Filho (2002).

-
- As responsabilidades da Aneel, MME e ONS devem ser claramente definidas, especialmente em relação à programação de obras e projeção de demanda;
 - A criação de sinais de alerta e a responsabilidade pela sua comunicação são essenciais, permitindo a rápida identificação de problemas de suprimento e a previsão de contratação de capacidade de reserva de geração, se necessário; e
 - Adoção de mecanismo institucional permanente de coordenação entre agências regulatórias que atuam em vários pontos de interseção – casos da Aneel, ANA, ANP e Ibama no que se refere aos segmentos de eletricidade, gás natural, água e meio ambiente.³⁹

– **Revisão da Governança do MAE e do ONS**

Uma importante medida que começou a ser implementada a partir do final do ano de 2001 foi a reorganização institucional do MAE, de forma a simplificar sua estrutura, eliminar superposição de poderes e estabelecer um modelo de governança baseado em regras criadas pela Aneel, estipulando garantias, penalidades e regras de arbitragem, em substituição à auto-regulamentação dos agentes, que demonstrou ser ineficaz.

Adicionalmente, é muito importante a transferência de decisões técnicas do conselho de administração para a diretoria do ONS, mitigando o risco de politização e conflitos de interesse nas decisões do órgão.

– **Fortalecimento da Aneel**

A não complementação da separação das atividades regulatórias e empresariais por parte da esfera pública foi um dos fatores de potencialização da crise vivida pelo setor elétrico e de quebra de reputação da agência reguladora. *Por exemplo, as empresas federais são as únicas empresas que não têm contratos de concessão assinados com a Aneel.* Além disso, essas empresas têm apresentado condutas de não cumprimento de decisões regulatórias contrárias aos seus interesses, como foi o caso de Furnas e Eletrobrás, respectivamente a respeito de dívidas com o MAE (já resolvido) e sobre o excedente de Itaipu (ainda pendente por causa de liminar da Eletrobrás). *Em decorrência disso, os efeitos sobre a decisão de investir do setor privado são significativos, pois este percebe que as leis setoriais não se aplicam às empresas públicas do setor.*

³⁹ A criação de um conselho permanente de coordenação interministerial, a CGSE, coordenada pelo MME, nos moldes da GCE, poderia ser uma solução adequada.

Por outro lado, a Aneel carece de quadro técnico permanente, com especialização, estabilidade e bons salários, para o exercício da missão regulatória. A implementação de concurso público, cujo perfil deverá refletir as necessidades de quadro técnico bastante especializado, será um fator imprescindível para o fortalecimento da atuação da agência.

- Profissionalização da Gestão das Empresas Estatais

A viabilização de um modelo misto competitivo requer o estabelecimento de *status* de igualdade entre os agentes públicos e privados no mercado de eletricidade. Esse requisito poderá ser atingido com a profissionalização, a abertura de capital das empresas estatais e o aperfeiçoamento de suas formas de governança corporativa, que terão o positivo efeito secundário de incentivar o desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro. Em outras palavras, a adequação da conduta das empresas públicas é essencial para compatibilizá-las com o modelo competitivo privado concebido para o setor.

Além disso, como visto, a obrigatoriedade de realização dos leilões da energia velha das empresas estatais federais permitirá mitigar os problemas referentes à presença de empresas com lógicas distintas – as estatais (concessionárias de serviço público, sem riscos de falência etc.) e as geradoras privadas (produtores independentes, sem direito a equilíbrio econômico-financeiro), sujeitas a riscos e à competição de mercado.

7. Considerações Finais

Este artigo procurou demonstrar que o racionamento de energia elétrica vivido pelo Brasil em 2001 despertou reflexões a respeito do modelo mais adequado para o setor elétrico brasileiro. A gestão governamental foi bem-sucedida e, no curto/médio prazo, estão afastados os riscos de uma nova crise de suprimento de energia elétrica no País. No entanto, existe a possibilidade de que problemas voltem a ocorrer a partir de 2005/2006, caso não sejam concluídos os esforços iniciados no âmbito do Comitê de Gestão do Setor Elétrico, ainda durante o racionamento, que identificou um conjunto de medidas necessárias para garantir a ampliação da oferta, com base em investimentos privados e competitivos.

Após analisar a inviabilidade da volta do modelo estatal e diante da impossibilidade de venda dos ativos federais no curto e médio prazos, este artigo analisou as dificuldades e os desafios existentes para o funcionamento de um modelo misto competitivo no setor elétrico brasileiro.

Em especial, o grande desafio para o próximo governo seria evitar o ocorrido no período 1934/64, quando a indefinição de regras regulatórias adequadas para a transição privada-estatal impediu que a demanda crescente de energia fosse suficientemente atendida por novos projetos de geração de eletricidade. Agora, trata-se de construir um modelo regulatório apropriado para a transição estatal-privada em curso, de forma a permitir-se a convivência, em ambiente seletivo de mercado, dos agentes públicos e privados, garantindo-se as necessidades energéticas do País, por meio de novos investimentos privados.

A obtenção de sucesso na implantação desse modelo *second best* requer um conjunto de pré-requisitos. O novo governo, caso interessado em implementar essa agenda, se beneficiará dos esforços realizados no âmbito da GCE e da atual CGSE, pois representam as medidas necessárias para o aperfeiçoamento institucional do setor e para se prosseguir na transição do novo modelo. A exemplo de outros países, cujas reformas institucionais requerem constante aprendizado e aperfeiçoamento, o Brasil poderá se beneficiar fortemente das lições do racionamento vivido pelo País em 2001.

Anexo

Uma Nota sobre a Contabilização dos Investimentos das Empresas Estatais

No contexto da crise energética, surgiram propostas de economistas defendendo a mudança de critério de apuração do déficit público, calculado há mais de vinte anos no Brasil, medido pelas Necessidades de Financiamento do Setor Público (NFSP), de forma a eliminar as restrições aos investimentos das empresas estatais de energia, estipuladas no acordo firmado com o FMI.

Segundo a argumentação dos que defendem tal mudança, não seria justificável considerar o gasto com investimentos uma ampliação do endividamento líquido, assemelhando-o ao gasto corrente. Assim, o problema seria como financiar adequadamente esses investimentos sem lançar mão de dívida mobiliária – cara e de curto prazo. A alternativa seria o endividamento com as instituições especiais de crédito – BNDES e Caixa Econômica Federal – que contariam com *funding* mais barato, oriundo dos vários fundos que compõem a poupança popular.

É necessário esclarecer que a retirada dos investimentos das estatais federais do cálculo oficial das NFSP pode ser feita de duas formas. A primeira é tirar as estatais como um todo da estatística e não apenas os seus investimentos. A alternativa pode ser tecnicamente defensável e não envolve maiores dificuldades.

O único problema, nesse caso, seria de índole aritmética: no ano 2002, conforme a última informação disponível, as estatais federais são *credoras* líquidas, ou seja, têm uma dívida líquida *negativa*, que portanto *reduz* a dívida líquida do setor público consolidado. Ao mesmo tempo, o governo estima que elas gerarão um superávit primário substancial, de 0,6 % do PIB. Conseqüentemente, se as estatais federais deixassem de ser parte da estatística, a dívida líquida restante seria *maior* que a atual dívida líquida do setor público, enquanto o superávit primário seria *menor*. Isso tornaria as contas públicas *piores* e se traduziria, provavelmente, em um agravamento das condições de financiamento do governo, pela percepção de deterioração da sua saúde financeira. Portanto, embora a idéia de mudar o “termômetro” de cálculo do resultado fiscal possa ser aceitável para uma situação futura, a médio ou longo prazo, em que a saída das empresas estatais federais da contabilidade não afete muito o superávit primário consolidado, trata-se de uma proposta que não é recomendável para os próximos anos.

A segunda possibilidade é deixar de considerar os gastos de investimento das empresas estatais federais e, portanto, diminuir essa despesa do atual conceito de NFSP, para chegar a um conceito alternativo de NFSP, que se poderia denominar de “NF do B”, ou “Necessidades de Financiamento do Setor Público do Brasil”, em contraposição às NFSP convencionais.

A respeito dessa proposta, contudo, há várias objeções a fazer:

- a) o critério proposto não guarda antecedentes em outros países; seria uma inovação em relação aos critérios contábeis adotados até agora pelos demais países do mundo;
- b) o cálculo do déficit público visa mensurar o efeito que as decisões de gasto do setor público têm sobre a economia e sobre a demanda de crédito; portanto, independentemente de qual for a utilização dos recursos, o que se deseja é apurar o efeito do desequilíbrio fiscal sobre a demanda agregada, que é similar, seja o gasto utilizado como despesa corrente ou de capital; portanto, uma mudança de critério iria gerar uma distorção no significado do dado oficial de déficit público; nesse sentido, vale lembrar a frase de Mário Henrique Simonsen, de que “déficit não tem caráter”, ou seja, deve ser financiado qualquer que seja a natureza do gasto;
- c) um maior investimento, independentemente de como seja classificado nas estatísticas fiscais, deve ter como contrapartida um fluxo similar de poupança, nas Contas Nacionais; nesse sentido, o que interessa é saber como, em termos macroeconômicos e na ausência de

maior poupança pública, esse “delta” de investimento seria financiado, seja via maior poupança privada – o que exigiria certa moderação do consumo – ou mediante um aumento da poupança externa; uma mudança de critério do cômputo das NFSP não tem como eliminar o rigor implacável da identidade contábil que iguala o investimento agregado à poupança;

- d) a proposta pode se revelar uma forma de permitir investimentos de escassa rentabilidade, especialmente no caso das empresas estatais com menor peso do quadro técnico nas suas decisões;
- e) embora a idéia de que “estatais saudáveis, que investem com base em critérios técnicos, devem merecer um tratamento diferente das outras” tenha certo apelo, resta definir qual seria o termômetro a ser adotado para enquadrar cada estatal na categoria de “saudável” ou não; o corolário é que provavelmente todas as estatais seriam liberadas para investir, dando origem ao problema levantado no ponto anterior;
- f) a permissão para a realização de maiores investimentos, sem o financiamento adequado na forma de maiores receitas, aumentaria as NFSP medidas da forma atual e portanto seria percebida como uma deterioração da situação fiscal do setor público, tendo efeitos sobre a taxa de juros demandada pelo mercado e onerando os custos financeiros pagos pelo Tesouro Nacional nos seus leilões de títulos públicos;
- g) a medida seria provavelmente inócua em termos do efeito, desejado pelos seus proponentes, sobre as estatísticas, uma vez que, por uma questão de transparência elementar, seria inconcebível que fosse adotada sem que, paralelamente ao novo cálculo das necessidades de financiamento, se divulgue também o valor do investimento mensal subtraído das NFSP convencionais, de modo que quase todos os analistas simplesmente somariam o valor desse fluxo de investimentos do mês ao valor anunciado das necessidades de financiamento, de acordo com o novo conceito, para chegar às NFSP calculadas de acordo com o critério convencional;
- h) obrigar o BNDES a assumir esses empréstimos pode ser extremamente danoso para a instituição, muito prejudicada no passado pelo elevado comprometimento com outros projetos estatais de épocas antigas, financiados com recursos que posteriormente não foram honrados pelos devedores e fizeram com que o Banco demorasse anos para absorver os problemas financeiros criados; isso poderia ser uma forma de que, daqui a alguns anos, se repetisse o reconhecimento de “es-

queletos”, como o que foi feito com o saneamento dos bancos oficiais federais, passivos esses gerados no passado para a realização de gastos de natureza fiscal;

- i) a explicitação dos investimentos no programa de despesas das empresas estatais obriga uma participação ativa do Congresso Nacional na escolha de prioridades; a decisão de como e onde aplicar recursos públicos que são escassos deve ser tomada no âmbito do Parlamento e não pelo BNDES;
- j) a mudança de critério poderia criar um problema estatístico impossível de resolver, que seria o de computar adequadamente, um a um, os investimentos como ativos, para serem abatidos da dívida bruta para efeito de apuração da dívida líquida no critério convencional; questões como a avaliação do valor do estoque desses investimentos, os efeitos das alterações patrimoniais dos investimentos de empresas com ações em bolsa etc. estão longe de ter respostas adequadas;
- k) a analogia com os critérios da contabilidade privada, alegada pelos críticos do critério atual, não é inteiramente procedente; embora seja correto dizer que um banco privado encare de uma forma um financiamento para gasto corrente de um demandante, em relação a como o crédito é encarado para quem utiliza os recursos para realizar investimentos, a dívida das empresas é um critério fundamental para avaliar a saúde financeira dos demandantes de crédito; nesse sentido, empresas com um endividamento elevado, mesmo que seja lastreado em ativos físicos, tendem a ter uma avaliação de risco maior do que outras com um passivo pequeno; e
- l) do ponto de vista macroeconômico, *ceteris paribus*, o fato contribuiria para elevar a relação dívida pública/PIB, algo que se recomenda evitar.

Pode-se alegar que o que se desejaria com a mudança metodológica é que os analistas tratem os investimentos como ativos, entendendo que a nova dívida teria um lastro e que, portanto, o conceito patrimonial a ser acompanhado seria outro diferente do atual conceito de dívida líquida. O problema é que a dívida financeira desse conjunto de empresas estatais, hoje inexistente, cresceria rapidamente. Nesse sentido, os eventuais credores dessas empresas, que hoje se defrontam com uma situação em que essas empresas contam com ativos sem ter dívida líquida, teriam que financiar a expansão delas vendo como o ativo aumentar, porém, no mesmo valor que o passivo – o que *per se* eleva a relação dívida/ativo físico das empresas – com o agravante de que a dívida tem um valor conhecido, enquanto, o ativo, ninguém saberia que valor teria se fosse vendido. Credores privados difi-

cilmente aceitariam viabilizar um esquema de endividamento de tipo “bola de neve”, o que significaria que o BNDES seria chamado a exercer esse papel, com consequências potencialmente negativas para a instituição.

Referências Bibliográficas

- ARAÚJO, H. *Marcos regulatórios do setor de energia na América Latina*, 2000, mimeo.
- BARROSO, L. *Comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado*. Tese de Mestrado. Instituto de Matemática, NCE, UFRJ, maio, 2000.
- ELETROBRÁS. *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil. Memória da eletricidade*. Rio de Janeiro, 1988.
- GCE (CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA). *Relatório Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*, Brasília, 2001.
- GOMIDE, Francisco Sibut. O futuro do modelo energético no Brasil. *Transparências*. Seminário Valor Econômico. São Paulo, 30 de agosto, 2002.
- INSTITUTO DE CIDADANIA. *Diretrizes e linhas de ação para o setor elétrico brasileiro*, Projeto Energia Elétrica, São Paulo, 2002.
- MILLAN, J. Deregulated power markets are facing problems on both sides of the border, but are they alike? *International Monetary Fund Bulletin*, 2001, mimeo.
- MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA). *Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatórios de progresso 1,2 e 3*. Brasília, 2002.
- NEWBERY, D. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. The MIT Press, 1999.
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). *Planejamento anual da operação energética, ano 2002*, Rio de Janeiro, 2002, mimeo.
- PINHEIRO, A. C. *A experiência brasileira de privatização: o que vem a seguir?*. Rio de Janeiro: BNDES, nov. 2000 (Texto para Discussão, 87).
- PIRES, J. C. L. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto de rupturas de paradigmas tecnoeconômicos: do pós-guerra aos anos recentes*. Rio de Janeiro: FEA/UFF, 1993 (Tese de Mestrado).
- PIRES, J. C. L., GOLDSTEIN, A. *Agências reguladoras brasileiras: avaliação e desafios*, *Revista do BNDES*, 16, dez. 2001.
- PIRES, J. C. L., GIAMBIAGI, F. e GOSTKORZEWICZ, J. *O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2001 (Texto para Discussão, 85).

PIRES, J. C. L., PICCININI, M. *Mecanismos de regulação tarifária no setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jun. 1998 (Texto para Discussão, 64).

RODRIGUES, A., CAMPOS FILHO, L. Investimentos em setores de infra-estrutura, regulação do monopólio natural e defesa da concorrência: o papel do BNDES. *Paper* para o seminário Desenvolvimento em Debate no BNDES, 07 de outubro de 2002.

TEXTOS PARA DISCUSSÃO do BNDES

- 81 RETORNO DOS NOVOS INVESTIMENTOS PRIVADOS EM CONTEXTOS DE INCERTEZA: UMA PROPOSTA DE MUDANÇA DO MECANISMO DE CONCESSÃO DE RODOVIAS NO BRASIL – José Claudio Linhares Pires e Fabio Giambiagi – julho/2000
- 82 REMUNERAÇÃO POR GÊNERO NO MERCADO DE TRABALHO FORMAL: DIFERENÇAS E POSSÍVEIS JUSTIFICATIVAS – Marcelo Ikeda – setembro/2000
- 83 FUSÕES E AQUISIÇÕES NO SETOR DE TELECOMUNICAÇÕES: CARACTERÍSTICAS E ENFOQUE REGULATÓRIO – José Claudio Linhares Pires e Adely Branquinho das Dores – outubro/2000
- 84 COMO A INDÚSTRIA FINANCIA O SEU CRESCIMENTO: UMA ANÁLISE DO BRASIL PÓS-PLANO REAL – Maurício Mesquita Moreira e Fernando Pimentel Puga – outubro/2000
- 85 O CENÁRIO MACROECONÔMICO E AS CONDIÇÕES DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL – José Claudio Linhares Pires, Joana Gostkorszewick e Fabio Giambiagi – março/2001
- 86 AS METAS DE INFLAÇÃO: SUGESTÕES PARA UM REGIME PERMANENTE – Fabio Giambiagi e José Carlos Carvalho – março/2001
- 87 A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA DE PRIVATIZAÇÃO: O QUE VEM A SEGUIR? – Armando Castelar Pinheiro – novembro/2000
- THE BRAZILIAN PRIVATIZATION EXPERIENCE: WHAT'S NEXT? – Armando Castelar Pinheiro – November/2000
- 88 SEGMENTAÇÃO E USO DE INFORMAÇÃO NOS MERCADOS DE CRÉDITO BRASILEIROS – Armando Castelar Pinheiro e Alkimar Moura – fevereiro/2001
- SEGMENTATION AND THE USE OF INFORMATION IN BRAZILIAN CREDIT MARKETS – Armando Castelar Pinheiro and Alkimar Moura – February/2001
- 89 À PROCURA DE UM CONSENSO FISCAL: O QUE PODEMOS APRENDER DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL? — Fabio Giambiagi – março/2001
- 90 A BALANÇA COMERCIAL BRASILEIRA: DESEMPENHO NO PERÍODO 1997-2000 – Maurício Serrão Piccinini e Fernando Pimentel Puga – setembro/2001
- 91 O BRASIL NA DÉCADA DE 90: UMA TRANSIÇÃO BEM-SUCEDIDA? – Armando Castelar Pinheiro, Fabio Giambiagi e Maurício Mesquita Moreira – novembro/2001
- BRAZIL IN THE 1990s: A SUCCESSFUL TRANSITION? – Armando Castelar Pinheiro, Fabio Giambiagi and Maurício Mesquita Moreira – November/2001
- 92 UM CENÁRIO NORMATIVO PARA A ECONOMIA BRASILEIRA COM REFORMA TRIBUTÁRIA E CONTROLE DO GASTO PÚBLICO: 2003/10 – Fabio Giambiagi – fevereiro/2002
- 93 DO DÉFICIT DE METAS ÀS METAS DE DÉFICIT: A POLÍTICA FISCAL DO GOVERNO FERNANDO HENRIQUE CARDOSO – 1995/2002 – Fabio Giambiagi – abril/2002
- 94 RESTRIÇÕES AO CRESCIMENTO DA ECONOMIA BRASILEIRA: UMA VISÃO DE LONGO PRAZO – Fabio Giambiagi – maio/2002
- 95 A LOCALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE TRANSFORMAÇÃO BRASILEIRA NAS ÚLTIMAS TRÊS DÉCADAS – Filipe Lage de Sousa – agosto/2002
- 96 O APOIO FINANCEIRO ÀS MICRO, PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS NA ESPANHA, NO JAPÃO E NO MÉXICO – Fernando Pimentel Puga – agosto/2002
-

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Av. República do Chile, 100
20031-917 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 2277-7447
Fax: (21) 2240-3862

Escritórios**Brasília**

Setor Bancário Sul – Quadra 1 – Bloco J
Ed. BNDES/13º andar
70076-900 – Brasília – DF
Tel.: (61) 322-6251
Fax: (61) 225-5510

São Paulo

Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 510/5º andar
Vila Nova Conceição
04543-906 – São Paulo – SP
Tel.: (11) 3471-5100
Fax: (11) 3044-9800

Recife

Rua Antonio Lumack do Monte, 96/6º andar
51020-350 – Recife – PE
Tel.: (81) 3465-7222
Fax: (81) 3465-7861

Internet

www.bndes.gov.br
